85-2261/

The **Economic Council of Canada** was established in 1963 by Act of Parliament. The Council is a Crown corporation consisting of a Chairman, two Directors and not more than twenty-five Members appointed by the Governor in Council.

The Council is an independent advisory body with broad terms of reference to study, advise and report on a very wide range of matters relating to Canada's economic development. The Council is empowered to conduct studies and inquiries on its own initiative, or if directed to do so by the Minister, and to report on these activities. The Council is required to publish annually a review of medium- and long-term economic prospects and problems. In addition it may publish such other studies and reports as it sees fit.

The Chairman is the Chief Executive Officer of the Council and has supervision over and direction of the work and staff of the Council. The expenses of the Council are paid out of money appropriated by Parliament for the purpose.

The Council as a corporate body bears final responsibility for the *Annual Review*, and for certain other reports which are clearly designated as *Council Reports*. The Council also publishes *Research Studies*, *Discussion Papers* and *Conference Proceedings* which are clearly attributed to individual authors rather than the Council as a whole. While the Council establishes general policy regarding such studies, it is the Chairman of the Council who bears final responsibility for the decision to publish authored research studies, discussion papers and conference proceedings under the imprint of the Council. The Chairman, in reaching a judgment on the competence and relevance of each author-attributed study or paper, is advised by the two Directors. In addition, for *authored Research Studies* the Chairman and the two Directors weigh the views of expert outside readers who report in confidence on the quality of the work. Publication of an author-attributed study or paper signifies that it is deemed a competent treatment worthy of public consideration, but does not imply endorsement of conclusions or recommendations by either the Chairman or Council members.

**Blue Gold**

## The Authors

***Richard C. Zuker***

Is a senior economist on the staff of the Economic Council of Canada, where he is currently associate director of the Council's research program on energy issues. He has also served as assistant director for two recent Economic Council reports, *Financing Confederation: Today and Tomorrow* (1982) and *Newfoundland: From Dependency to Self-Reliance* (1980). Prior to this, he worked for Ontario Hydro and the Department of Regional Economic Expansion. He received his education at McGill University (M.Sc., M.B.A.) and the University of Pennsylvania (M.A., Ph.D. program). He has written papers and articles on the construction and application of an interprovincial input-output model and on income support programs for Newfoundland.

***Glenn P. Jenkins***

Is currently an institute fellow at Harvard Institute for International Development and a lecturer on economics at Harvard University. While on leave from Harvard, from 1981 to 1984, he was assistant deputy minister, tax policy and legislation branch, of the federal Department of Finance in Ottawa. He worked as a development planning advisor to the government of Malaysia under the sponsorship of the United Nations Development Program. He has also been an assistant professor of economics at Harvard University and a lecturer on financial management at the University of Chicago. He was educated at Carleton University (B.Comm.), the University of Western Ontario (M.A.), and the University of Chicago (M.A., Ph.D.). He has been a research consultant on finance and taxation to Canadian and foreign governments. He has also authored several books on inflation and investment in Canada.

RICHARD C. ZUKER
GLENN P. JENKINS

IN COLLABORATION WITH
HENRY LIM AND PIERRE POIRIER

# Blue Gold

## Hydro-Electric Rent in Canada

The findings of this study are the personal responsibility of the authors and, as such, have not been endorsed by the Members of the Economic Council of Canada.

© Minister of Supply and Services Canada 1984

Available in Canada through

Authorized Bookstore Agents
and other bookstores

or by mail from

Canadian Government Publishing Centre
Supply and Services Canada
Ottawa, Canada K1A 0S9

Catalogue No. EC 22-120/1984E
ISBN 0-660-11643-X

Canada: $5.95
Outside: $7.15

Price subject to change without notice

Cette étude est également disponible en français sous le titre : *L'or liquide - Production hydroélectrique et rente économique*.

# Contents


**Introduction** 1

**1 The Concept of Hydro-Electric Rent** 3
Economic Rent 4
Measurement of Hydro Rent 5
Demand and Supply 6

**2 Cost Minimization, Opportunity Costs, and the Measurement of Hydro Rent** 11
An All-Thermal System 11
A Mixed Hydro-Thermal System 13
Measuring Hydro Rent 16
Economic Versus Financial Costs 16
Inefficiencies in the Current System 18

**3 Design of an Alternative All-Thermal System** 19
Design of Optimal Expansion Plans 19
Results of Estimation of All-Thermal Systems 22

**4 Estimating the Economic Rent on Hydro-Electric Production** 25
The Economic Cost of the Current System 25
Generation Capital 26
Fuel Costs 26
Generation Operating and Maintenance 26
Cost of Purchased Electricity 26
Transmission Capital 26
Distribution Capital 27
Transmission Operating and Maintenance 27
Distribution Operating and Maintenance 27
Other Fixed Assets 27
Net Current Assets and Other Investments 27
The Economic Cost of the Least Cost, All-Thermal System 27
Generation 28
Fuel Inventory 28
Other Net Current Assets and Investments 29
Other Fixed Assets 29
Distribution Facilities 29
Distribution Operating and Maintenance 29
Transmission 29
Summary of the Estimates 29
Economic Rent on Electricity from Churchill Falls 30
Higher Electricity Prices and Hydro Rent 30
Comparison of Results with a Previous Study 32

**5 Estimating the Provincial Distribution of Hydro-Electric Rent on the Basis of Consumption** 33
The Distribution of Hydro Rent 33

**6 Summary and Conclusions** 37

**Appendix** 39

**Notes** 43

**Bibliography** 45

**List of Tables**

1-1 Hydro Power, 1979 3
1-2 Importance of Hydro Electricity, Canada, 1979 4
3-1 Production Costs, 1979 23
4-1 Summary of Electricity Costs, Revenues, and Hydro Rent, Four Provinces, 1979 30
4-2 Comparison of Hydro Rent Estimates for 1979 32
5-1 Net Distribution of Hydro-Electric Rent, 1979 34

**List of Figures**

1-1 Economic Rent 5
1-2 A Typical Daily Load Curve for an Electric Utility 7
1-3 A Typical Annual Load Curve for an Electric Utility 8
1-4 A Typical Annual Load Duration Curve for an Electric Utility 8
2-1 Cost Comparison of Thermal Generating Technologies 11
2-2 Minimizing Generating Costs in an All-Thermal System 12
2-3 Minimizing Generating Costs in a Mixed Hydro-Thermal System 15
3-1 Optimal Stacking for a Given Annual Load Duration Curve 21
4-1 Measuring Economic Rent 31

Blue Gold

# Introduction

The large increase in the world price of oil since 1973 has resulted in a corresponding rise in the value of Canada's oil and gas reserves. Since the cost of production from conventional reserves has not risen at a comparable rate, the result has been a significant increase in the economic rent from production of these resources.

In a similar fashion, the rise in the world price of oil has increased the value of resources that are substitutes for oil as sources of energy, such as coal deposits and hydro sites. Whereas the increased value of oil and gas reserves and the revenues from oil production are highly concentrated in western Canada, particularly in Alberta, the increased value of the hydro sites currently being utilized accrue primarily to Quebec, Ontario, Manitoba, and British Columbia.

Unlike the benefits arising from the low-cost hydro sites, which are generally passed on to consumers through lower electricity rates, the increase in oil prices has resulted in substantially higher revenues to the oil-producing provinces. These increased oil revenues to selected provinces in turn interacted with the existing (federally financed) federal-provincial Equalization Program. The structure of this program would have required the federal government to make large additional equalization payments to many of the other provinces. In response, the federal government introduced a series of measures designed to limit equalization payments arising from natural resource revenues in general, and oil and gas revenues in particular. These *ad hoc* changes to the equalization program led to a questioning of the principles that should underlie such a program.

As a part of its examination of federal-provincial fiscal relations,[1] the Economic Council of Canada commissioned a study to examine the fundamental principles that might form the foundation for an equalization program. This study[2] concluded that, on the grounds of national efficiency and equity, an equalization program designed to eliminate differences in the net fiscal benefits received by residents across provinces would be appropriate for Canada. Net fiscal benefits were defined as the value of public sector benefits received by a resident of a province less taxes paid.

To the extent that natural resource revenues collected by provincial governments are used to finance public services and/or to reduce provincial tax rates, such revenues should be taken into account in an equalization program. To achieve economic efficiency, the study concluded that it would be necessary to equalize all such per capita revenues among provinces.[3]

Because the benefits of lower electricity rates arising from low-cost hydro sites are not available to the residents of all provinces, this proposal would suggest that the fiscal benefits arising from hydro-electric consumption should be equalized in the same way as the benefits arising from the revenues on oil and gas and other natural resource productions. The problem is that, while most natural resource revenues collected by provincial governments are visible from the standard economic and financial accounts, such is not the case with economic rents from hydro-electric production. Even if provincial governments were to collect these rents by modifying the pricing policies of electric utilities, they would require some prior estimate of the magnitude of the economic rent that could be collected.

In this study, an attempt is made to develop estimates of the value of economic rent from the production of hydro-electricity. These estimates are made for the year 1979, which is the latest period for which a comprehensive set of data was available at the time this work was undertaken. The estimates are developed for the hydro-electricity generated (or used) by electric utilities in four provinces: Quebec (including Churchill Falls), Ontario, Manitoba, and British Columbia. These electric systems accounted for 93 per cent of the hydro-electricity generated by utilities in Canada during 1979. Using the estimates developed for these four provinces, approximate values are derived for the rent arising from the hydro-electricity generated by utilities in the other provinces. It should be noted that industrial establishments generated over 11 per cent of the hydro-electricity in Canada in 1979. No estimate of the economic rent from this production is developed in this study.

We find that economic rent attributable to hydro-electric generating sites in Quebec, Manitoba, and British Columbia during 1979 amounted to approximately $4 billion. Of that amount, approximately

47 per cent was derived from the hydro sites used by Quebec. In turn, slightly more than 30 per cent of the economic rent accruing to Quebec was derived from the Churchill Falls hydro site. Hydro sites in Ontario resulted in approximately 19 per cent of the hydro rent in these four provinces, whereas Manitoba and British Columbia accounted for 13 per cent and 21 per cent, respectively.

Given the magnitudes of these estimates, any comparison of the relative economic well-being across provinces that fails to account for the value of this resource is likely to yield misleading results.

# 1 The Concept of Hydro-Electric Rent

The relative importance of hydro-electricity in the total production and consumption of all forms of electricity generated in Canada in 1979 is summarized in Tables 1-1 and 1-2. In that year, hydro accounted for more than 94 per cent of the electricity generated by utilities in four provinces – Quebec, Manitoba, British Columbia, and Newfoundland – and over two-thirds of the electricity generated in the nation. Prince Edward Island was the only province without any hydro-electric generating plants.

An examination of the proportional distribution by province reveals that Quebec accounted for more than one-third of the hydro-electricity generated in Canada, Newfoundland close to 20 per cent, Ontario about 19 per cent, British Columbia about 14 per cent, and Manitoba just under 10 per cent. The energy sold from Churchill Falls to Quebec accounted for more than 16 per cent of total hydro-electricity generated in Canada.

The consumption of electric power from all sources relative to net provincial production provides a measure of the shortfall or surplus of electrical energy requirements in each of the provinces. At one

**Table 1-1**

## Hydro Power

Hydro-electricity as a share of the total electricity generated by electrical utilities and industrial establishments, relative importance, and proportion of consumption to production, by province, 1979

| | Electrical utilities | | | Industrial establishments | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Hydro generation as a share of total provincial hydro generation | Relative importance of hydro generation | Electrical consumption in relation to net production (sales within province)* | Hydro generation as a share of total provincial hydro generation | Relative importance of hydro generation |
| | | | (Per cent) | | |
| Newfoundland | 96.9<br>(82.7)† | 19.3<br>(3.0)† | 15.5<br>(99.7) | 1.3<br>(8.0)† | 2.0 |
| Prince Edward Island | – | – | 491.8 | – | – |
| Nova Scotia | 19.9 | 0.5 | 106.4 | 3.4 | 0.1 |
| New Brunswick | 36.4 | 1.4 | 90.9 | 2.1 | 0.2 |
| Quebec | 94.7<br>(96.3)† | 34.6<br>(51.0)† | 128.7<br>(83.7) | 15.7<br>(11.2)† | 50.0 |
| Ontario‡ | 38.6 | 18.8 | 95.4 | 4.5 | 6.9 |
| Manitoba | 99.5 | 9.5 | 61.9 | – | – |
| Saskatchewan | 26.8 | 1.1 | 113.4 | 3.5 | 0.3 |
| Alberta | 7.0 | 0.7 | 98.4 | – | – |
| British Columbia | 98.2 | 13.8 | 96.6 | 27.4 | 40.4 |
| Yukon and Northwest Territories | 74.3 | 0.3 | 100.0 | 3.7 | 0.0 |
| Canada | 67.9 | 100.0 | 90.3 | 11.4 | 100.0 |

*Computed as:

$$\frac{\left[\begin{array}{c}\text{sales to}\\ \text{ultimate customers}\end{array}\right] + \left[\begin{array}{c}\text{sales to}\\ \text{industrial establishments}\end{array}\right] - \left[\begin{array}{c}\text{purchases from}\\ \text{industrial establishments}\end{array}\right]}{\left[\text{total generation}\right] - \left[\text{used in own plant}\right] - \left[\text{losses and amounts not accounted for}\right]}$$

†Reflects reallocation from Newfoundland to Quebec of 35,220,700 megawatt-hours of hydro-electricity exported from Churchill Falls.

‡Energy used in own plant is reduced by the amount used by Ontario Hydro to produce heavy water and in construction projects, which increases both consumption and net production in Ontario (and correspondingly for Canada) by 701,925 megawatt-hours; see Ontario Hydro, *Statistical Yearbook* (Toronto: 1979), p. 41.

SOURCE Statistics Canada, *Electric Power Statistics. Volume 2. Annual Statistics*, Statistics Canada cat. no. 57-202, 1979, Tables 2 and 3.

extreme, Prince Edward Island in 1979 consumed almost five times as much electricity as was produced on a net basis in that province.[1] By contrast, Newfoundland exported about 85 per cent of the electricity that it produced, whereas, for Manitoba, net exports were almost 40 per cent of net production. Net exports of electricity were less than 10 per cent of net production in Nova Scotia, New Brunswick, Ontario, Alberta, and British Columbia. In the case of Quebec, consumption exceeded production by 29 per cent but, if Churchill Falls were allocated to Quebec, then consumption would have accounted for only 83 per cent of production. Net exports to the United States represented 10 per cent of the net production of electricity in the nation.

Industrial establishments accounted for more than 11 per cent of hydro-electricity generated in Canada in 1979. The relative importance of hydro-electricity generated by industrial establishments, rather than provincial utilities, was greatest in British Columbia and Quebec, where more than 25 per cent and 15 per cent, respectively, of total hydro power was produced by industry. A look at the proportional distribution by province shows that Quebec and British Columbia accounted for 50 per cent and 40 per cent, respectively, of the hydro power generated by industrial establishments in Canada in 1979.

Table 1-2 shows the distribution of energy produced and consumed nationally by various sources of power, based on the equivalent amounts of heat produced by each. In order to measure nuclear and hydro-electric power on a comparable basis with fossil fuels, the former are generally upgraded by a factor of close to three since, in the process of converting fossil fuels to electricity in thermal generating stations, about two-thirds of their heat value is lost. Hence, an adjustment is necessary to give the heat equivalent in kilowatt-hours produced by hydro and nuclear power in generating electricity on a basis comparable with that produced by fossil fuels for the same purpose. The heat values for hydro and nuclear electricity shown in Table 1-2 incorporate this upgrading approach. On that basis, hydro-electricity represented about 25 per cent of the production and consumption of energy in Canada in 1979.

**Table 1-2**

**Importance of Hydro Electricity, Canada**

Production and consumption of energy, by source, 1979

| | Primary production | | |
|---|---|---|---|
| | Gross* | Net† | Consumption‡ |
| | (Per cent) | | |
| Coal and steam | 8.0 | 2.4 | 3.6 |
| Crude oil | 34.5 | 33.2 | 38.9 |
| Natural gas | 29.6 | 28.6 | 19.6 |
| Electricity | 27.8 | 35.7 | 37.9 |
| Thermal | – | 7.9 | 9.2 |
| Nuclear | 3.3 | 3.3 | 3.5 |
| Hydro | 24.5 | 24.5 | 25.2 |
| | (Terajoules) | | |
| Total energy | 10,424,083 | 10,424,083 | 8,215,686 |

*Recorded as primary production by Statistics Canada, except that nuclear and hydro-electricity are valued at 10.5 terajoules per gigawatt-hour, instead of 3.6, to reflect the fossil fuel equivalent.

†Calculated by reducing the production of coal, crude oil, and natural gas for energy used, in primary and/or secondary form, to produce thermal electricity. A total of 828,013 terajoules of energy of these fuels (together with minor quantities of some other fuels) were used to produce thermal electricity. The kilowatt-hours of electricity produced had a heat value of 276,257 terajoules (when valued at 3.6 terajoules per gigawatt-hour), representing a loss of about two-thirds in conversion to electricity.

‡Includes primary and secondary forms, with nuclear and hydro-electricity valued on a comparable basis with fossil fuels. The difference between net primary production and consumption of energy is accounted for by exports, imports, producer consumption, nonenergy use, stock variations, and a number of other minor adjustments.

SOURCE Statistics Canada, *Quarterly Report on Energy Supply-Demand in Canada*, Statistics Canada cat. no. 57-003, 1979-IV, Table 1-B, and Statistics Canada, *Electric Power Statistics. Volume 2. Annual Statistics*, Statistics Canada cat. no. 57-202, 1979, Tables 2 and 11.

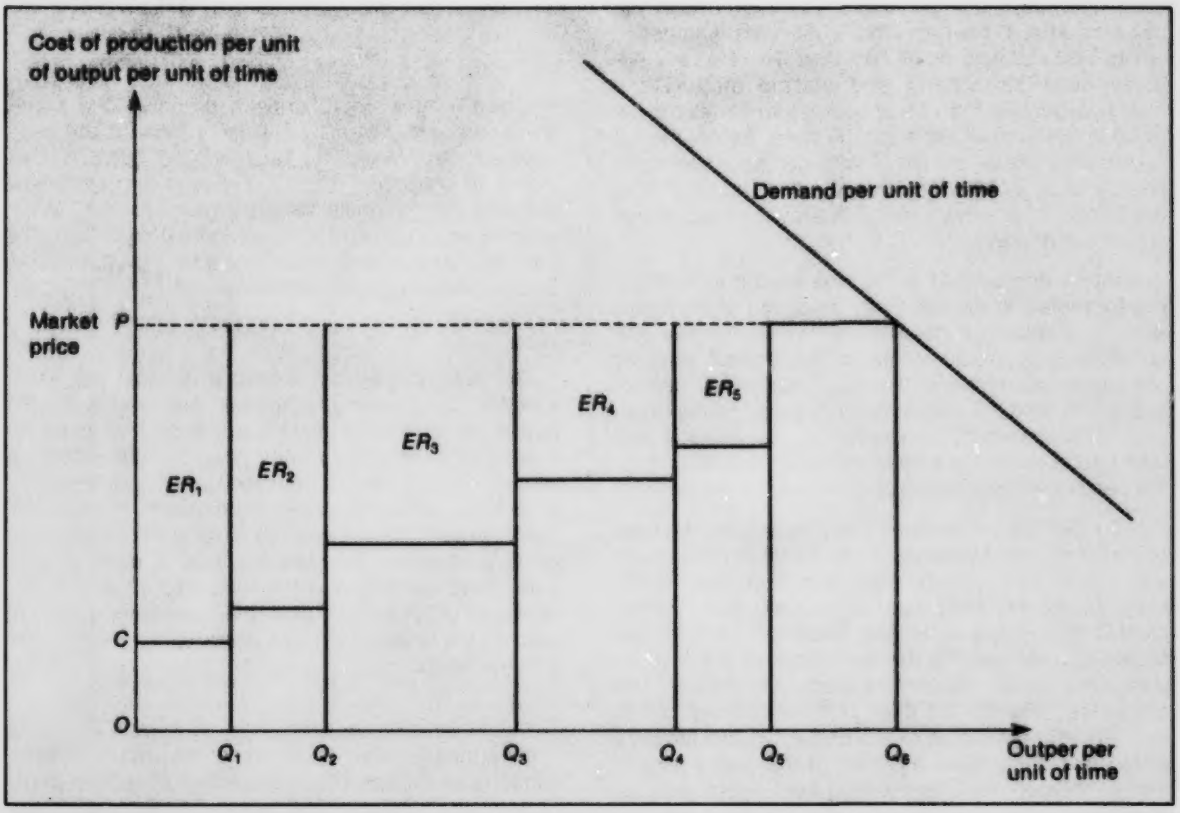
## Economic Rent

Economic rent arising from the production or exploitation of a natural resource is said to exist when the perfectly competitive market price for the resource (or for the goods or services provided from the use of that resource) exceeds the most efficient (least cost) method of production. The cost of production includes both the cost of labour and an appropriate return to the capital employed.[2] The minimum cost of production depends on the specific characteristics of the resource in question, such as its relative quality, the relative difficulty of exploitation, and the production technology available.[3] Economic rent on natural resources exists because, at a given location and with a given technology, the supply of a resource is fixed. It thus tends to vary among different locations, and tends to change over time as production technology changes.[4] With the cost of production held constant, a market price in excess of production costs results in economic profits, because it provides returns to capital and/or labour above and beyond their opportunity costs.[5]

Figure 1-1 presents a simple representation of economic rent when the resource is produced at a number of different locations, each with a different production cost and fixed capacity. Some relevant examples are different pools of crude oil, different grades of deposits of some other mineral, or different

**Figure 1-1**

**Economic Rent**




hydro sites. In the figure, the sources of production are ordered from lowest to highest cost per unit.

If, in such a market, the cost per unit for the most costly (marginal) source of production is equal to the market price, then no economic rent is derived. For all inframarginal sources of supply for which the cost per unit is less than the market price, there is an economic rent on each unit of output. This rent is equal to the difference between the market price and the unit cost of production. As shown in Figure 1-1, the total economic rent obtainable on production from a given source of supply is represented by the rectangle bounded below by the cost of production *C* and above by the market price *P*.

The steplike line representing the marginal cost of production per unit is the industry supply curve. Thus, the market price, or the reference price for the measurement of economic rent, is simply the marginal cost at the level of output at which supply and demand are in equilibrium.

### Measurement of Hydro Rent

From the previous analysis, it can be seen conceptually that two variables are required for estimating hydro rent: the marginal cost of hydro-electric supply, which provides a reference price, and the cost of hydro production.

There are essentially two polar approaches to the measurement of the marginal opportunity cost of electric production from hydro sources. They differ in the way electrical service is viewed.

At one extreme, electricity can be viewed broadly as energy. For example, one could estimate the cost of providing users with some quantity of energy, measured in British thermal units or joules, whether directly from refined petroleum products or natural gas, or from hydro-electricity. The weakness of this

approach is that it does not recognize different purposes for electric use, such as space heating, lighting, and motive power, each with a different least cost, alternative energy source. For example, in the case of space heating, the least cost alternative would likely be gas or oil furnaces. To replace electricity used for lighting and electric motors, the energy produced from other sources would also have to be in the form of electricity. In these cases, the full opportunity cost of the hydro-generated electric energy must include not only the fuel cost but also the capital cost associated with providing alternative sources of energy.

Another approach is to find the least cost alternative for replacing the electricity produced at the hydro sites. This approach has two merits over the first one considered. It would measure the lowest cost of producing an identical service, that is, a perfect substitute. And it would most likely yield the minimum cost for replacing hydro-electricity, because it would take into account the economies of scale arising from the centralized generation and delivery of electricity.

If the best way to proceed is to determine the cost of replacing the hydro-electricity at least cost, there are again two possibilities. One approach is to estimate the minimum cost of building new thermal plants to replace only the current hydro-electric facilities, while holding the remainder of the electric generating and delivery system constant.[6] The difference between the cost of these thermal plants and the economic cost of the present hydro facilities would then provide an estimate of the cost saving – that is, the economic rent arising from hydro production. The second method is to estimate the minimum cost of establishing a completely new alternative production system for all electricity. In this case, the difference between the cost of the least cost, all-thermal alternative and the current system would be used to estimate the economic rent from hydro production. The interdependencies in a mixed hydro-thermal system are such that a completely new all-thermal system would be less than one with the current thermal facilities unchanged, even under ideal conditions. Inefficiencies in the current system arising from inaccuracies in the forecasts of prices, quantities demanded, and production costs would reinforce this conclusion.

## Demand and Supply

An important feature of the demand for electricity is that it fluctuates greatly with time. Because it is expensive to store electricity in most cases, it must be produced at the time it is required.

Figure 1-2 illustrates the hourly electricity demand facing a typical electric utility over a one-day period. The demand or load is usually recorded in kilowatts or megawatts; and the area under the curve is a close approximation of the total energy demanded that day. Demand is usually lowest during the night hours.

Similarly, one could draw a graph of the hourly demands facing a utility for every hour of the year, ordered chronologically. Such a load curve is illustrated in simplified form in Figure 1-3. In Canada, demand is generally much higher in the winter months when demand for electric heating is high. The peak demand or peak hourly load for the year usually occurs on a very cold winter day.

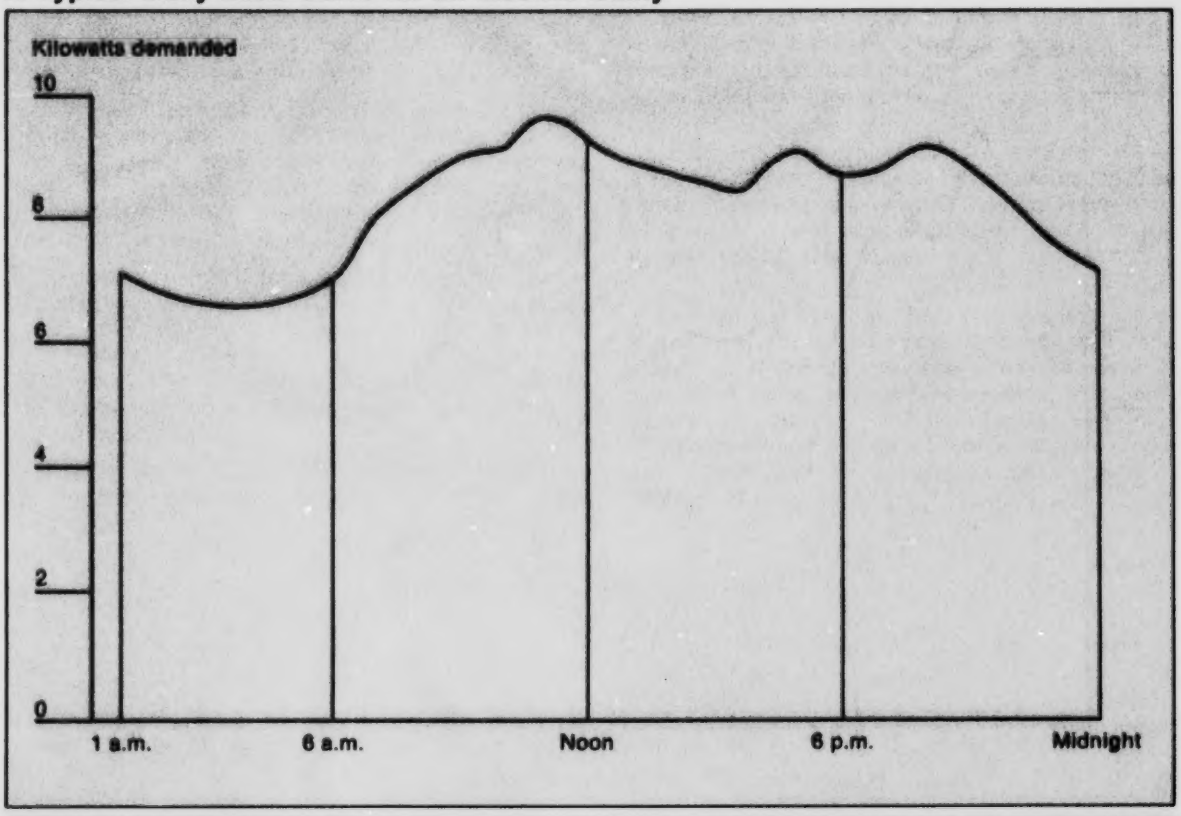
The peak demand in a year is a most important variable for planning purposes because it is the maximum amount of electrical energy that must be supplied by the utility at any point in time within the year. If imports cannot be relied upon, then the utility must have sufficient generating capacity to meet this peak demand. Moreover, because of the long period of time required to plan for and construct large generating stations and the long useful life of these facilities, utilities must plan their generating system based on a forecast of peak demands for many years into the future.

In addition, the utility must maintain reserve capacity in excess of its projected peak demands. This allows for such factors as forecasting errors, equipment breakdowns (forced outages), or low-water conditions at hydro sites. The reserve capacity considered prudent by electric utilities in Canada varies from about 12 to 25 per cent of peak demand, with the percentage depending on the mix of types of generating equipment in place. Utilities also often attempt to reduce peak demands by selling interruptible power to industry. This allows the utility, at its discretion, to cut back on electricity sold to these firms at critical times, so that it can reduce the total demand on the system.

One could take the hourly loads for a given year and reorder them from highest to lowest. The relationship obtained measures the number of hours in the year for which hourly demand is greater than or equal to various demand levels. A graph of these levels of demand against the number of hours is referred to as an "annual load duration curve." A typical curve of this type for an electric utility is shown in Figure 1-4.

**Figure 1-2**

**A Typical Daily Load Curve for an Electric Utility**




In Figure 1-4, the highest demand attained in any hour of the year is $D_1$ kilowatts and the lowest is $D_4$ kilowatts. For $H_2$ hours of the 8,760 hours in a year, demand is greater than or equal to $D_2$ kilowatts or, alternatively (starting with the highest demand), $D_2$ kilowatts is the minimum hourly demand for $H_2$ hours. Similarly, for $H_3$ hours of the year, demand is greater than or equal to $D_3$ kilowatts and, correspondingly, demand is less than $D_3$ kilowatts for $8,760 - H_3$ hours in the year. It is important to note that the area under the load duration curve is a close approximation of the quantity of energy demanded in a year.

The annual load factor is defined as the ratio of the average of hourly demands for the year to the peak hourly demand in the year. Equivalently, the load factor is the ratio of the area (energy) under the annual load duration curve to the area of the rectangle bounded above by the peak demand in kilowatts and to the right by the total number of hours in the year – the total energy that would be demanded if the peak demand occurred throughout the year. A daily load factor or a monthly load factor can be defined similarly. The annual load factor is therefore a measure of the regularity or flatness of the annual load duration curve. For example, at one extreme, the maximum possible annual load factor of unity would indicate equal hourly demands throughout the year and a horizontal annual load duration curve. A low value for the load factor would indicate that the annual load duration curve falls steeply to the right.

Typically the annual load factor for a large electric utility in Canada is in the order of 0.55 to 0.70. With some important exceptions, utilities generally prefer to have higher rather than lower load factors because this allows them to reduce generating costs per unit of output. A flatter load curve would, however, require behavioural and/or technological changes by users willing to change their consumption patterns.[7]

**Figure 1-3**

**A Typical Annual Load Curve for an Electric Utility**

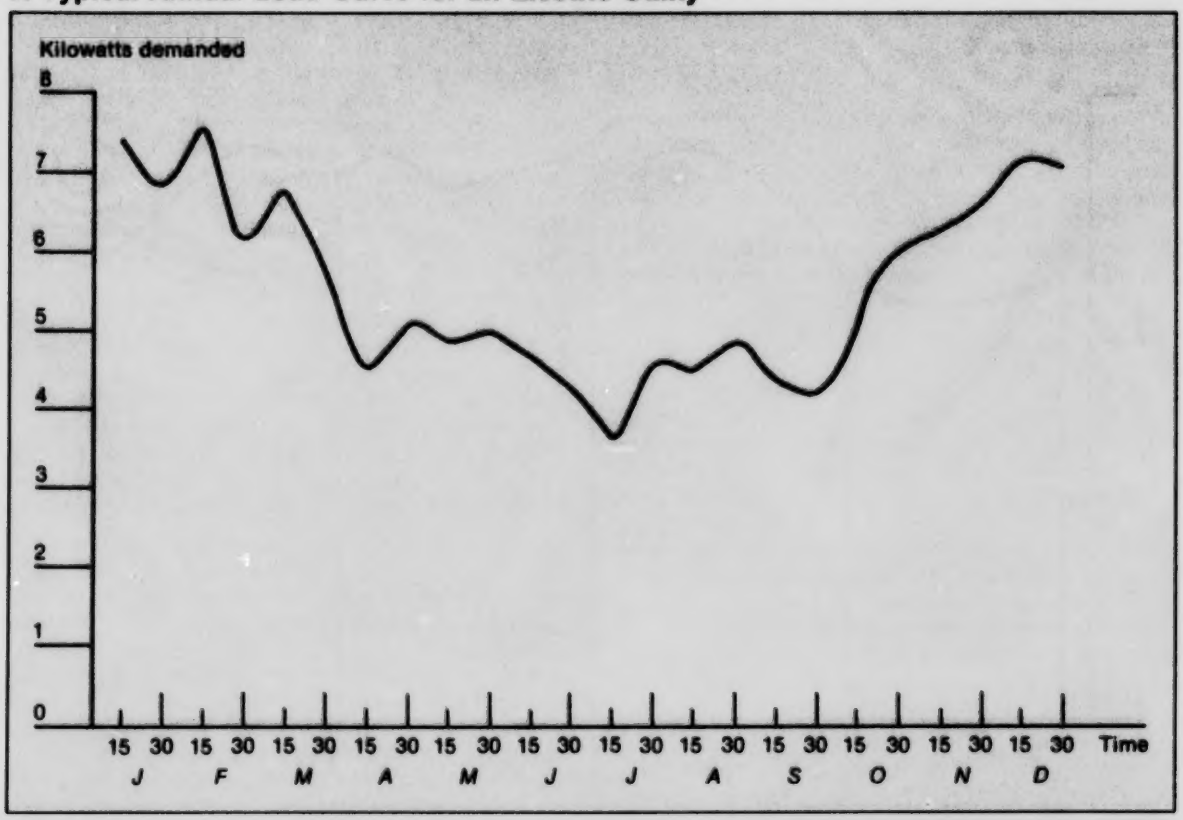
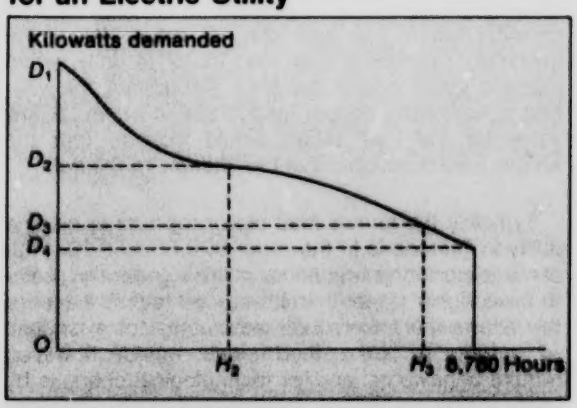



**Figure 1-4**

**A Typical Annual Load Duration Curve for an Electric Utility**




This would impose costs on users. Changing the shape of the load curve in order to minimize costs for society as a whole is an important issue, and is heavily dependent upon the pricing and marketing policies of the electric utility.

It is evident from Figures 1-2, 1-3, and 1-4 that the variability in hourly demand on a daily or seasonal basis creates formidable problems for electric utilities as they attempt to minimize production costs while meeting these demands. In order to have sufficient capacity to meet peak demand, the utilities must maintain generating facilities utilized less than full time. Certain generating facilities may be utilized for only a very small number of hours in a year.[8]

How do utilities attempt to minimize production costs in these circumstances? They do so by drawing upon a variety of different electric generating technologies. One important distinguishing characteristic of these technologies lies in their relative differences

in the fixed and variable costs of producing a kilowatt of electricity. A second important distinguishing characteristic of these technologies is the feasibility and cost of changing output levels by significant amounts in a short period of time, referred to as the startup and shutdown costs.

At one extreme is a hydro dam in which the falling water is used to operate turbines. These facilities usually involve high fixed costs per kilowatt of capacity, but once installed, the variable cost per hour of operation (or per kilowatt-hour of electricity produced) is very low or negligible.

Nuclear generating stations with their high fixed capital costs per kilowatt and relatively low operating costs are also in this category. Since it is difficult and costly to change the level of output significantly in a short period of time, nuclear plants are operated most efficiently on a continuing basis as close to full power as possible.

Next along the spectrum are coal-fired plants with lower fixed costs per kilowatt of capacity than nuclear plants, but with higher variable costs per kilowatt-hour of energy produced. The higher variable costs are due to higher fuel costs. It is less costly, however, to vary the output level over a short period of time in coal-fired plants than in nuclear plants. Oil-fired plants in turn tend to have lower fixed costs but higher operating costs than coal-fired plants.

Next in line are gas turbines with relatively low fixed costs per kilowatt of capacity but high variable costs, due to high fuel costs, per unit increase in the hours of operation. These facilities, however, can be started up quite quickly at low cost.

To meet the peak demands during a day or season, an electric generating system may also utilize "peaking" hydro stations. These may be reservoirs near large dams, seasonal hydro sites, or pumped storage installations. These facilities can be brought into production very quickly, and can be operated at low variable cost for as long as the water in the reservoir allows.

# 2 Cost Minimization, Opportunity Costs, and the Measurement of Hydro Rent

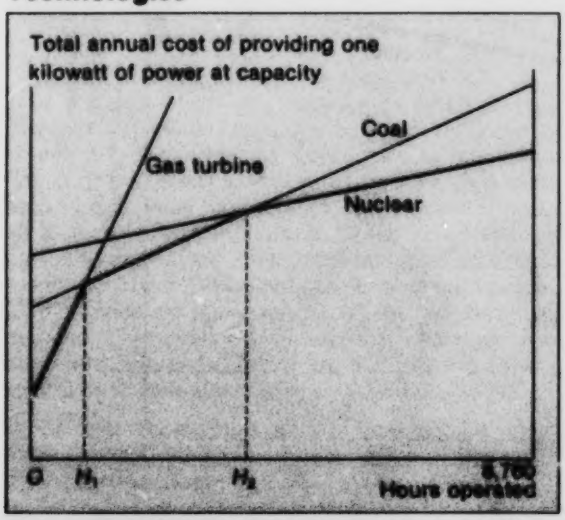
As discussed in the first chapter, we view hydroelectric rent as the cost saving in the production of electricity made possible by the availability of hydroelectric resources. For the most part, conventional thermal and nuclear technologies constitute the least cost alternatives to hydro generation. We now turn to outline conceptually the general approach to minimizing cost for all-thermal and mixed hydro-thermal generating systems.

## An All-Thermal System

The nature of the fixed and variable costs for the nuclear, coal, and gas turbine thermal generating technologies are illustrated in Figure 2-1. In this figure, one line corresponding to each technology shows the total annual cost of providing one kilowatt of power using that technology when operated for a given number of hours in a year. The slope of each line is the marginal cost of producing one kilowatt of power for one additional hour of the year. From this diagram, we can trace which type of generation would provide electricity at least cost, depending on the number of hours for which a given level of power is demanded.

**Figure 2-1**

**Cost Comparison of Thermal Generating Technologies**




For example, if power is to be provided for more than $H_2$ hours in a year, then it can be provided at least cost using nuclear generation. For power required for fewer than $H_2$ hours in a year, but more than $H_1$ hours, a coal-fired plant would be most economical. For power required for fewer than $H_1$ hours, a gas turbine would provide it at least cost.

By linking this to a diagram of the annual load duration curve, we can show how a utility would draw upon these various types of generating facilities to satisfy the variable hourly demands within a given year in a way that would minimize cost. This is illustrated in Figure 2-2, where the annual load duration curve is set directly above the cost curve diagram.

As noted, nuclear generation would minimize the cost of power that is required for more than $H_2$ hours of the year. From the annual load duration curve, we can see that, at most, $D_2$ kilowatts of power is needed for $H_2$ hours of the year or longer. Thus, for cost minimization, $D_2$ kilowatts of nuclear capacity is required.

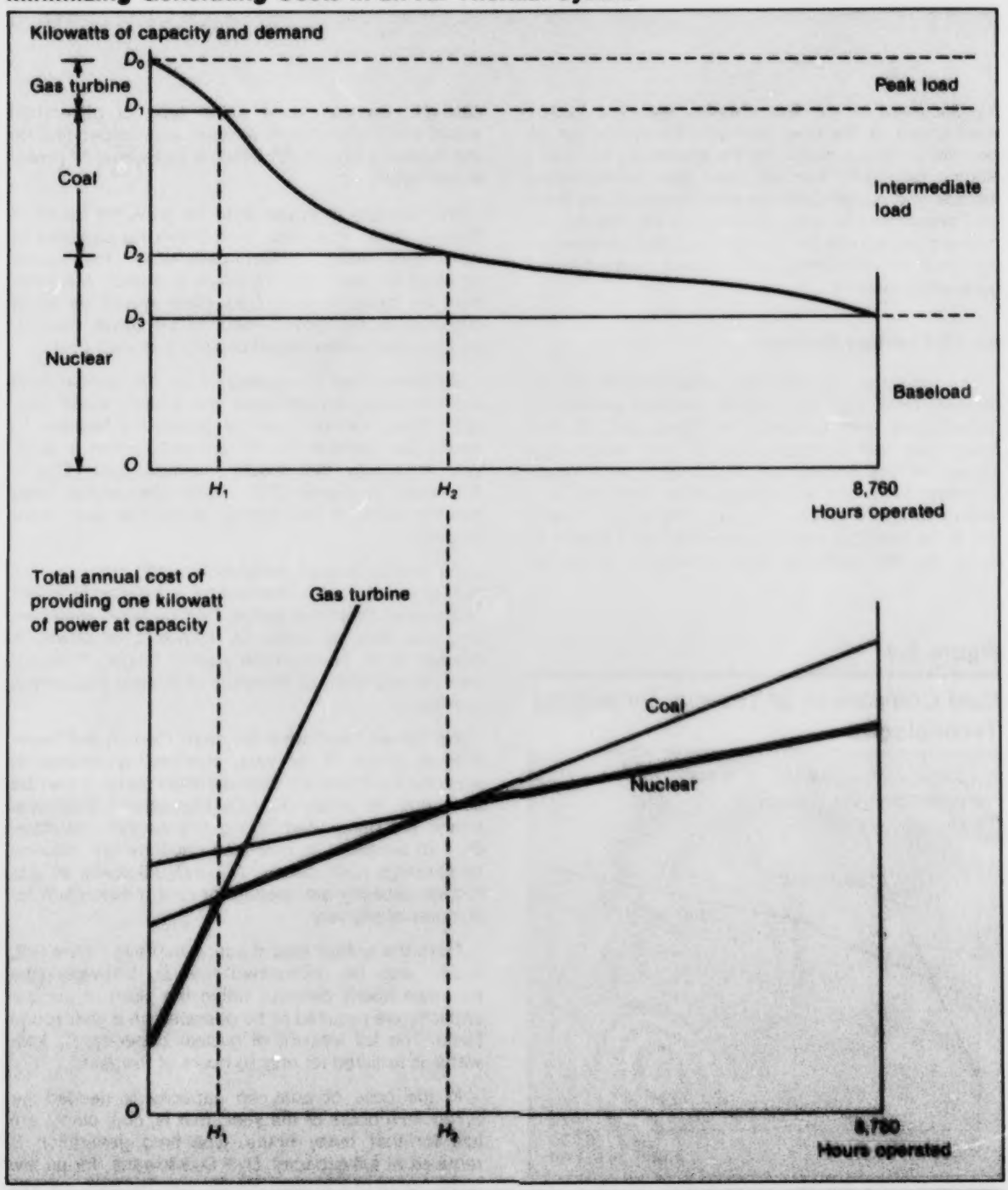
For power demanded for more than $H_1$ but fewer than $H_2$ hours of the year, coal-fired generation is least costly. From the load duration curve, it can be seen that, at most, $D_1 - D_2$ kilowatts of additional power are demanded during this period; therefore, $D_1 - D_2$ kilowatts of coal-fired capacity are required to minimize cost. Lastly, $D_0 - D_1$ kilowatts of gas turbine capacity are needed for cost minimization for $H_1$ hours of the year.

From the annual load duration curve in Figure 2-2, it can also be determined that $D_3$ kilowatts (the minimum hourly demand within the year) of nuclear capacity are required to be operated on a year-round basis. The full amount of nuclear capacity, $D_2$ kilowatts, is required for only $H_2$ hours of the year.

In the case of coal, no capacity is needed for $8{,}760 - H_2$ hours of the year; that is, coal plants are idle for that many hours. Coal-fired generation is required at full capacity, $D_1 - D_2$ kilowatts, for as few as $H_1$ hours of the year. Finally, gas turbines are idle

**Figure 2-2**

**Minimizing Generating Costs in an All-Thermal System**



for as many as $8,760 - H_1$ hours of the year, and the full capacity of $D_0 - D_1$ kilowatts is used for only the peak hours of the year.

Recall that the area under the annual load duration curve is equal to the total amount of energy demanded within the year. The annual load duration curve in Figure 2-2 thus indicates how much energy is to be provided by each type of generation for cost minimization. The energy to be supplied by each type of generation is given by the area under the annual load duration curve indicating the extent to which each technology is to be utilized. For example, the area under the annual load duration curve bounded above by a horizontal line through $D_2$ is the quantity of nuclear energy to be generated. Similarly, the area under the annual load duration curve between horizontal lines through $D_1$ and $D_2$ is the total annual energy to be generated by coal. The area under the curve above a horizontal line through $D_1$ measures the energy to be produced by gas turbines if generating costs are to be minimized.

The amount of energy produced by a given technology can then be used to determine the annual rate of capacity utilization for that type. The capacity utilization rate can be measured as the ratio of the energy supplied to the energy that could be supplied if the generating plants were fully utilized on a year-round basis (ignoring maintenance). The denominator, the energy supply possible at full capacity, is simply the product of the capacity of that type of power generation and 8,760 hours in a year.

By drawing horizontal lines at levels $D_1$ and $D_2$ across a diagram of hourly loads in a day, such as the one shown in Figure 1-2, one can see for how long the three types of plants should be operated at different levels of utilization to meet the hourly demands throughout the day.

The terms baseload, intermediate load, and peak load are often used to characterize (vertical) segments of the annual load duration curve. As shown in Figure 2-2, the baseload would be the amount of demand, $D_3$ kilowatts, that must be met on a year-round basis. Peak load refers to demands that occur for a small number of hours, and intermediate loads – as the term implies – for demands between these extremes. In an all-thermal system, nuclear or coal-fired stations are generally utilized to meet baseload demand, while coal or oil are used to meet intermediate loads, and gas turbines are brought into service to fulfil peak load demands.

The total generating cost in a year can be determined from the diagrams in Figure 2-2. Referring to the cost curve diagram, it can be seen that, for each technology, the generating cost can be split into annual fixed cost and variable cost components. The annual fixed cost per kilowatt is shown by the value of the intercept of a technology line on the vertical axis, and the variable cost is the difference between the total cost and the fixed cost.

The total annual fixed cost for each plant type is thus the fixed cost per kilowatt times the number of kilowatts of capacity required. To compute the total variable cost, one must first know the number of kilowatt-hours of energy generated in the year.

For each type of generating plant, there are fuel and other operating costs that vary directly with the amount of energy produced by the plant. These marginal running costs per kilowatt-hour vary depending on the type of fuel and the vintage of the plant.

For a given plant type, $i$, the total annual variable cost of generation can be computed as follows:

$$TVC_i = \int_{D_L}^{D_H} D(l)\, MRC_l^i\, dl\,,$$

where

$H = D(l)$ = the duration in hours of demand or load $l$, from the annual load duration curve, such that $D(l_1) \geqslant D(l_2)$ for $l_1 \leqslant l_2$;

$MRC_l^i$ = the marginal running cost for an additional unit of capacity of plant type $i$ operating at load level $l$ (in Figure 2-2, $MRC_l^i$ is assumed constant for all of $l$ by virtue of the constant slope of the total cost curve);

$D_L$ = desired capacity of the generating technologies to be operated for more hours in the year than type $i$; and

$D_H$ = $D_L$ plus the desired capacity of type $i$.

The total cost for each plant type is then the sum of the total fixed and variable cost components.

## A Mixed Hydro-Thermal System

The considerations for cost minimization for hydro generation are somewhat different from that for thermal generation, because hydro may often be subject to energy limitations. In contrast, in considering thermal generation above, we have assumed, ignoring maintenance requirements and forced outages, that the plants could be operated at full capacity throughout the year, if this were required for cost minimization. In contrast, some hydro generating sites may not be operable at full capacity throughout the year, because the water flow may be insufficient. Therefore, the supply of energy available from a hydro site may be less than that available at full capacity. Given the estimated energy available from a hydro site, minimizing generating costs for the total

system usually implies the use of all the hydro energy available, because the marginal cost of hydro energy is generally less than that for thermal. It can be shown that the optimal way to incorporate hydro generation in a mixed hydro-thermal system is to locate the hydro capacity under the load duration curve such that the total area under the curve between these demand levels is exactly equal to the hydro energy available from a given site – that is, so that the total hydro energy available is utilized.[1]

Suppose there are two hydro sites available, a baseload site, which can be operated at full capacity throughout the year, and a peaking site, which can only be operated at variable capacity levels throughout the year. In the latter case, there may, for example, be a reservoir that could store a sufficient amount of water to allow operation for several hours in a day at full capacity.

The integration of these hydro facilities with the thermal technologies considered in the previous section is illustrated in Figure 2-3. The capacity of the baseload site is assumed to be $D_C$ kilowatts. Full use of all the energy available implies that the site should be operated at that capacity level on a year-round basis.

In the case of the limited energy site, a capacity of $D_A - D_B$ kilowatts is assumed. The points $D_A$ and $D_B$ are located under the annual load duration curve, so that the area under the curve between horizontal lines through $D_A$ and $D_B$ is equal to the annual hydro energy available.[2]

The effect of the availability of these hydro sites on the allocation of production among the various thermal generating technologies is illustrated in Figure 2-3. With a capacity of $D_C$ kilowatts of baseload hydro, the nuclear capacity required for cost minimization would be reduced to $D_2 - D_C$ kilowatts from $D_2$ kilowatts. Nuclear energy production would correspondingly be reduced by the rectangle bounded above by a horizontal line through $D_C$.

As a result of the availability of the run-of-the-river hydro site, there would be a decrease in the capacity and energy required of both coal and gas turbines. In the case of coal, $D_1 - D_B$ kilowatts of capacity would be displaced by hydro, so that the capacity required would be reduced to $D_B - D_2$ kilowatts from $D_1 - D_2$. Similarly, gas turbine capacity requirements would decrease to $D_0 - D_A$ kilowatts from $D_0 - D_1$ kilowatts in the mixed hydro-thermal system.[3]

By projecting from these capacity cut-off points on the load duration curve downward onto the horizontal time axis, we can see how the plants would be operated in the mixed system for cost minimization. The baseload hydro site would be operated at full capacity, $D_C$ kilowatts, on a year-round basis. In the case of nuclear power, $D_3 - D_C$ kilowatts of capacity would be operated year-round, and the total capacity now required, $D_2 - D_C$ kilowatts, would be operated for $H_2$ hours of the year. In this example, both the capacity required and the utilization rate for nuclear plants would decline with the availability of baseload hydro.

The run-of-the river hydro site would be operated for as many as $H_B$ hours of the year and at full capacity, $D_A - D_B$ kilowatts, for only $H_A$ hours of the year.

The total coal capacity required, $D_B - D_2$ kilowatts, in the mixed system would be operated for $H_B$ hours of the year. This is greater than $H_1$ hours for which coal capacity would be utilized in the all-thermal system. Thus, as this example illustrates, the availability of peaking hydro would generally result in a decrease in coal capacity but an increase in the utilization rate of coal plants. Coal plants would be used to generate electricity for up to $H_2$ hours a year, as in the all-thermal case.

In the mixed system, gas turbine capacity would be required for $H_A$ hours of the year at most, which is less than $H_1$ hours of the year in the all-thermal system. As a result, both the capacity and the utilization rate of gas turbines would decline in the example shown.

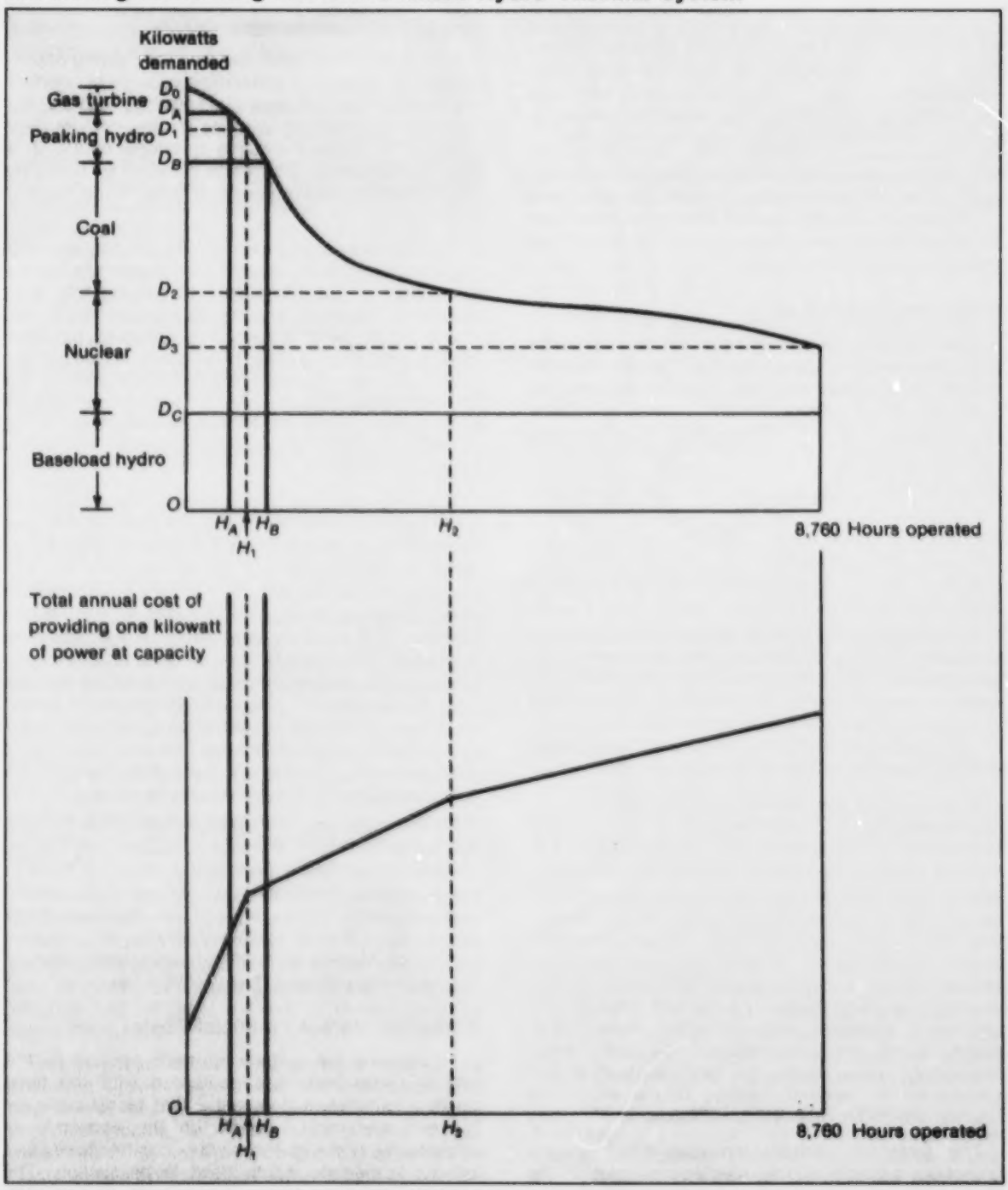
It must be emphasized that the cost minimization analysis presented above is a gross oversimplification of the procedures that utilities follow to minimize cost in an actual system. The cost minimization problem faced by utilities is far more complex, because many additional considerations must be taken into account.

A list of some of these complicating factors would include:

- startup costs,
- adjustments to capacity and fuel consumption of the various types of generation to meet reliability criteria, given forecasting errors and the probabilistic nature of forced outages,
- maintenance scheduling costs,
- economies of scale in generating facilities, particularly thermal units and stations, and the trade-off between economies of scale and reliability,
- the uncertain levels of water flow,
- the optimal use of reservoirs,
- transmission costs and transmission line losses, and
- fuel inventory costs.

**Figure 2-3**

**Minimizing Generating Costs in a Mixed Hydro-Thermal System**



Moreover, we have considered, in the above analysis, only cost minimization for a given year, not the long term. Because of the general increase in demand over time – that is, the annual load duration curve is moving upward – and the long planning and construction period for generating facilities, utilities must plan to minimize cost over the long term. Therefore, their planning must also include what new generating facilities are needed, when they should be brought into service, and how large they should be.

Neither have we addressed the long-term planning required for the transmission network. Beyond these considerations are the level of electricity prices and the rate structure, which in turn affect the growth and temporal pattern of demand.

## Measuring Hydro Rent

It should be noted that we have assumed up to this point that hydro would always be utilized instead of thermal if it were available. But, of course, this depends on its comparative cost.

Above we showed how to measure the total cost of thermal generation at a given capacity over a given period of time. Using this approach (see Figure 2-3), the cost saving that could be realized by displacing thermal with hydro power can be calculated. This cost can then be compared with the fixed and operating cost for the relevant hydro sites to see if hydro use is in fact economical.

The procedure used here to measure hydro rent essentially involves a reversal of this approach. In our case, hydro exists as part of the system, and we measure the rent as the difference between the cost of the system as it exists with hydro and the cost that would be incurred if the hydro were to be replaced with the least costly thermal generating technologies.

It can be seen from this example that the economic rent associated with hydro depends on a number of factors: the characteristics and cost of the hydro-thermal system; the pattern of demands over time, which influences how the hydro resources can best be utilized; and the relative costs of the various thermal technologies available to replace the hydro power, depending on its utilization. The economic rent will therefore vary for each hourly component of demand met using hydro. The method employed for measuring economic rent will reflect these differences. It will implicitly estimate the cost saving realized by using hydro to meet each individual component of demand, instead of the least cost thermal alternative means of production.

The foregoing analysis indicates some of the underlying aspects of the interdependencies in the generation of electricity in a mixed hydro-thermal system. Two aspects of this interdependence in particular suggest that the minimum cost of a totally redesigned all-thermal system would be lower than that for an all-thermal system retaining the current structure of thermal facilities.

First of all, there would likely be cost saving opportunities as a result of economies of scale or a better matching of the unit sizes of generating stations. For example, instead of adding totally new nuclear capacity to replace existing baseload hydro, it is likely that lower costs could be achieved by changing station and/or unit sizes of at least some nuclear stations.

Second, the development of the existing generating and transmission system over a period of many years likely includes a number of features that, with the aid of hindsight, are not provided at least cost. These plants perhaps should be replaced, but their capital cost has already been sunk. A completely optimized thermal system that does not contain the normal mistakes made over time would be able to produce and deliver electricity at a lower cost than a modified system substituting thermal for hydro facilities.

Moreover, because hydro sites are often situated at great distances from the location of demand, the cost of transmission facilities and the losses of energy that occur in transmission can be sizable. High voltage transmission has made lower line losses possible but, even so, the net energy available from a distant hydro site may be 8 to 10 per cent less than that produced at source. In contrast, thermal generating stations can generally be located closer to market, so that the cost of transmission lines and line losses are lower. As a result, less thermal generation would be required to provide the same net energy. This reduction in cost must be taken into account if the economic rent on hydro production is not to be overestimated.

Furthermore, very substantial inventories of fuels relative to quantities annually consumed are usually maintained by utilities. Inventory costs tie up funds in the inventories themselves, as well as in the capital and operating costs required to maintain these inventories. These additional costs for thermal generation need to be taken into account in measuring the saving achieved through hydro use.

## Economic Versus Financial Costs

To estimate the cost saving made possible by the use of hydro resources compared with the least costly alternative, it is essential that factor costs for the two systems be based on the economic or opportunity costs of the labour, capital, fuels, and other intermediate inputs used in production. The costs of these resources as measured by public

electric utilities are in most cases much less than the actual opportunity cost of these resources to the Canadian economy. Hence, using the financial costs as measured by the utility would not yield a conceptually correct measure of the economic saving derived from the use of hydro resources.

There are several reasons why the financial costs of electric utilities differ from the economic costs of the resources devoted to electricity production.

One reason is that, in the case of oil and gas, the cost of these fuels to the utility, measured by Canadian domestic prices, does not reflect their economic opportunity cost as measured by their world prices. Thus, in determining the nature of the generating facilities for an optimal all-thermal system, and in measuring the economic cost of the current and alternative systems, the opportunity cost of all fuels should be used.

Similarly, the opportunity cost of the labour employed in production of electricity, rather than the wages actually paid, should be utilized in developing the economic cost estimates. However, we have not made any adjustment to actual labour costs in our estimates.

The lower financial cost of capital to public electric utilities for the resources employed in production does not fully reflect their actual economic or opportunity cost to the nation, for several reasons.

The debt of public electric utilities is guaranteed by provincial governments, so the risk to lenders and the cost of capital is lower. Without this guarantee, utilities would have to maintain a lower ratio of debt to equity in order to borrow at such attractive rates. The effect is twofold. The utility can charge lower rates, which in turn boosts the quantity of electricity demanded and thus the size of the electric utility. And a more capital intensive means of production will be used to produce any given level of output, since the relative price of capital to fuel (and other inputs) is reduced.

With regard to the cost of equity, public electric utilities are not required to earn an after-tax rate of return on equity comparable with that earned on equity in the private sector. This further reduces the cost of capital to the utility and the rates charged, which in turn increases the level of demand and the size of the system.

Finally, public electric utilities, because they are provincial Crown corporations, are not required to pay federal income tax, and generally do not pay provincial income tax. Thus, even if these utilities were required to earn an after-tax rate of return on equity comparable with that in the private sector, the before-tax rate of return could be less. As a result, through the mutually reinforcing factors of the low cost of capital on the supply side and low prices on the demand side, the amount of capital employed exceeds the level needed for economic efficiency.

Making public electric utilities subject to corporate income tax would not by itself ensure that they would employ capital efficiently. If there is no required rate of return on equity, there is no need to have a net income to be taxed. Even with a required rate of return on equity, loan guarantees would allow the utility to maintain a high debt-to-equity ratio, so there would be less than normal profits to be taxed, given the total amount of capital employed. At a minimum, using capital more efficiently requires earning some "appropriate" rate of return on all capital invested, both debt and equity.

What would be a reasonable before-tax rate of return on invested capital? The rate of return for the economically efficient use of capital should reflect the opportunity cost of this capital to the Canadian economy. Such a rate is referred to as the social opportunity cost of capital, and it is suggested by economists that this rate of return should be required, at a minimum, to justify all public projects on economic grounds. The social opportunity cost of capital, expressed as an annual rate of interest, is composed of the return to fixed capital in the private sector, the cost of delayed consumption as measured by the social rate of time preference, and the cost of foreign funds to the Canadian economy, each component being weighted to reflect the contribution of the marginal demand for capital from each source to the composite rate. Empirical work has produced estimates of a before-tax real rate for the social opportunity cost of capital in Canada at 10 per cent and 7.5 per cent, based on different assumptions. We have used 10 per cent to derive our estimates of hydro-electric rent.[4]

The cost of value assets as measured by the electric utilities on their books also falls short of its social opportunity cost.

For an electric facility under construction, utilities assess the interest carried on a nonproducing investment at the rate at which they can borrow, and not at the higher rate that reflects the social opportunity cost of capital. We have not made any adjustment for this factor in the current system, since estimates of the capital cost for the thermal facilities in the least cost, alternative system do not measure interest during construction at the proper (higher) rate either.

In addition, utilities base their measurement for fixed capital investment on historical value rather than on replacement value at current prices. Therefore, the social opportunity cost of capital applied to the historical value of the capital stock would not

measure the economic opportunity cost of these resources. In this study, the annual economic cost of capital employed is derived by applying the social opportunity cost rate to the current replacement value of the net (depreciated) capital stock, and not to its historical net value.

Depreciation, or the estimate of the amount of capital used up in production each year, also is based on historical values of capital, and not on the current replacement value. Therefore, depreciation expense must be adjusted upward as well in order to measure the economic cost of the capital consumed in production.

## Inefficiencies in the Current System

To estimate the cost of the least cost alternative system, we will design an optimal system using a planning horizon of 25 years and, most importantly, assume that this system can be put in place instantaneously. Thus, the alternative system that we use as a reference cost is not bound by the legacy of any past errors.

Such, however, is not the case with the current system. Because it has evolved over time and is based on projections that were not always realized, there are cost savings that could be achieved if the system could be rebuilt according to current, revised expectations. These inefficiencies are likely manifested in several ways: a wrong mix of the various generating technologies, nonoptimal unit sizes of generating stations, and excess capacity arising when actual demand growth was less than that forecast.

Ideally, an estimate of the economic rent from hydro production should be based on the difference in cost of the least cost systems both with and without hydro. Unfortunately, we do not have the capability to determine the characteristics and the cost of the least cost system that includes the available hydro generating facilities. Instead, we use the higher economic cost of the current system as the basis for our estimate of the economic rent from hydro use. Thus, our measures of economic rent on hydraulic resources will tend to be underestimates of the true values.

# 3 Design of an Alternative All-Thermal System

In this chapter, we outline the development of a set of investment and operating plans for an electric generating system to meet the projected demand for electrical energy at least cost, using only thermal electric generating technologies. To carry out such a planning exercise, it is first necessary to forecast the future quantity of energy demanded. Given this forecast, the problem is then one of designing an investment and operating plan that will meet the demand at the lowest present value of capital and operating cost.

As noted at the beginning of Chapter 1, hydro-electric generation is a major source of electricity in four Canadian provinces, namely, Quebec, Ontario, Manitoba, and British Columbia. Although the large hydro-electric generating station at Churchill Falls is located in Labrador, for the purpose of the analysis, it is deemed to be included in the Quebec system. All the other provinces, except Prince Edward Island, have some hydro-electric generating capacity, but these facilities are much smaller in size. Hence, the estimation of the economic costs of an optimal all-thermal electric generating system is only carried out for the four provinces where hydro power is a major source of electric generation.

The traditional method for developing the investment and operating plans for an electric utility is to have systems planners construct a profile of investments in generating plants, based on assumptions concerning the costs of factor inputs and the growth in the demand for capacity and energy over time. A number of constraints concerning the desired level of reserves and required maintenance are also imposed for the development of a viable and low-cost system.

In these analyses, a series of annual load duration curves, such as the one shown in Figure 1-4, is utilized by the planners. Because the generating, transmission, and distribution assets typically have a long life, the problem requires the engineers to compare the costs of alternative generating technologies and sizes of plants over a significant period of time (25 to 30 years). Over this period, the systems planners must also estimate the number of hours that each generating plant will be operated each year, in order to determine the fuel and other operating costs of the system. The system with the lowest present value of the combined fixed and operating costs is the one sought by the systems planners.

This analysis is usually carried out with the use of a number of engineering algorithms and computer simulation models. These enable the systems planners to carry out the estimations through a series of iterations that ultimately yield a solution approximating the configuration of investments and operating plans at least cost.

An alternative approach, and the one used in this study, is based on a combination of minimum discounted cash flows logic and minimum annual production cost rationale. This method and the results derived from it are outlined below. It should be added that the results have also been examined by professional systems planners, and have been judged to be reliable.

## Design of Optimal Expansion Plans

More than 90 per cent of a utility's production costs are expenditures on generating, transmission, and distribution facilities and fuel. A power system's total production cost depends critically on how equipment and fuel are arranged in producing electricity to fill the load duration curve. To do this, at least two types of decisions must be made. First, a choice has to be made on what equipment to build through time, based on forecasts of future capacity and energy requirements and prices. Second, at every point in time, it must be decided which of the plants in place will be used, given the relative operating costs of the equipment at that instant. If the systems planners have perfect foresight, then their decision on the type and size of equipment would be the same as the set that they would want to use to minimize the generating cost cumulated over time. However, this is usually not the case. Certain plants may be built for the system based on expected values of demand and costs of inputs that, if prices changed, would not allow the utility system to operate at least cost, even if they dispatched their existing plant and equipment optimally. While in actual practice investment decisions and operating decisions are distinct, in this analysis, we start with the question of how best to dispatch (operate) an electric system at least cost with given forecasts of demand and input prices. After examining the use of different types of equipment used – assuming every type is

available to the operator at each point in time – we can then determine whether the pattern of use over time is consistent with an optimal investment strategy for plants, which, once built, remain with the utility until they become economically obsolete.

In order to carry out the optimal dispatching exercise, it is initially assumed that each electric generating facility can be rented for a year and, at the end of the year, the lease can either be renewed or revoked. This allows us to choose the type of technology and size of plant on an annual basis so that, given the prices of inputs, the load curve is filled at minimum cost. This involves the principles outlined in Chapter 2 for choosing the right mix of capital and operating costs to minimize the total generating costs of the utility.

Let us imagine that the load duration curve in Figure 3-1 is divided into many horizontal strips, all with a height of exactly one megawatt of capacity. The length, say, $H$ hours, of a strip will mean that $H$ megawatt hours of energy must be produced to meet the demand. The problem now is one of choosing the type of equipment and number of hours to run each type of equipment, so that there is an optimal stacking of the facilities to meet the demand for electricity.

The optimal stacking exercise can either start from the top down or from the bottom up, and both should lead to the same result. Suppose we start to stack the load duration curve from the top down. Since gas turbines usually have the lowest capital cost and highest fuel cost, we should begin the first megawatt of stacking with gas turbines. As we increase the capacity provided by gas turbines, each successive megawatt of gas turbine power will have to be run longer (the horizontal strip becomes longer) and thus burn more fuel. As we saw in Figure 2-1, there is a point at which the benefit of the cheaper capital cost of gas turbine is exactly offset by the more expensive fuel that it burns. Passing this point, other types of facilities, with a higher capital cost but a lower fuel cost, should be used.

Expressing this trade-off between capital cost and operating cost algebraically, let us denote the annual capital cost (rental price) of gas turbines per megawatt of power by $R_g$ and the fuel cost per megawatt-hour by $F_g$. Suppose that an oil-fired plant has the next most expensive capital cost at $R_o$ and the next less expensive fuel cost at $F_o$. Let $H$ denote the duration of a horizontal strip and $H_g^*$ the number of hours that the gas turbine facility may be run if it is efficient. The value for $H_g^*$ is determined by comparing the extra annual fuel cost of running the gas turbine over that for running the oil-fueled plant, $H_g^*(F_g - F_o)$, with the saving in the capital cost of the gas turbine equipment over that for the oil-fired facility, $R_o - R_g$. The number of running hours for gas turbine equipment that equates the extra fuel cost with the capital saving is found by:

$$(3.1) \quad H_g^* (F_g - F_o) = (R_o - R_g),$$

or

$$(3.2) \quad H_g^* = \frac{R_o - R_g}{F_g - F_o}.$$

Equation 3.1 is thus the optimal stacking criterion; it tells us to install more gas turbines so long as the saving in capital cost outweighs the greater fuel cost. The switch from gas turbine generation to oil-fired generation occurs at the point where the gas turbines are required to operate more than $H_g^*$ hours per year. If we let the subscripts $c$ and $n$ denote a coal-fired plant or nuclear plant, respectively, in a similar fashion, we can write:

$$(3.3) \quad H_o^* = \frac{R_c - R_o}{F_o - F_c},$$

$$(3.4) \quad H_c^* = \frac{R_n - R_c}{F_c - F_n},$$

where $H_g^*, H_o^*, H_c^* \leqslant 8{,}760$ hours, $R_n \geqslant R_c \geqslant R_o \geqslant R_g$, and $F_g \geqslant F_o \geqslant F_c \geqslant F_n$.

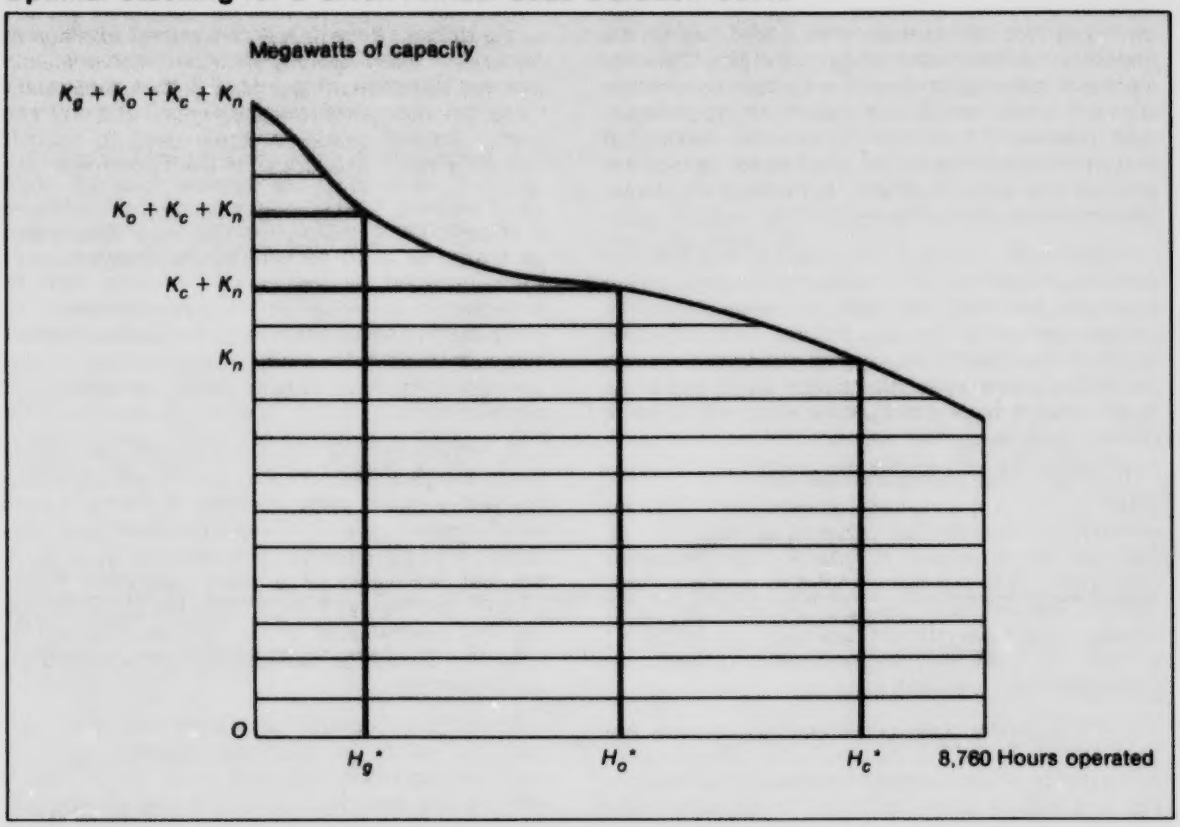
Knowing $H_g^*$, $H_o^*$, and $H_c^*$ and the load duration curve, an optimal stacking of an electric generating system in a given year can be undertaken as shown in Figure 3-1, where $K_i$ denotes the total installed capacity of the $i^{th}$ type of generating capacity, where $i$ refers to the various plant types. The goal of optimal stacking can thus be expressed as minimizing the total systems costs, such that:

$$(3.5) \quad min\left\{\sum_i R_i K_i + \sum_i F_i H_i\right\}.$$

The assumption that the different types of generating capacity could be rented at an annual capital cost per megawatt allows an optimal stacking exercise to be undertaken each year. This procedure provides answers annually to both the optimal amounts of capital of different types and the fuels that should be utilized. However, the central analytical problem of systems planning is that this optimization exercise must take place under the constraint that, once equipment is purchased, it cannot be sold and, in addition, the relative prices of capital and fuel may change over time.

**Figure 3-1**

**Optimal Stacking for a Given Annual Load Duration Curve**




It may be the case that the best mix of plants, as indicated by the annual optimal stacking exercise, is the least cost combination, and that these plants do not violate the constraint imposed. If we find that the mix of plants chosen in the early years is such that the optimal mix in later years would have excluded one or more of these plants, then we would need to place additional constraints on the acceptable configuration of plants as determined by the optimal stacking criterion. At the same time, a number of adjustments can be made so that the parameters of the optimal stacking problem reflect future as well as present economic prices and costs.

One such adjustment is to use factor prices in the optimal stacking exercise to reflect a weighted average of the annual prices expected to exist over the useful life of the equipment. These prices would replace the current prices used. For example, oil prices used in the stacking of gas turbine generators in year 1 are estimated as:

$$(3.6)\quad \bar{F}_{gl} = \sum_{t=1}^{n} \frac{F_{gt}\, Q_{gt}}{(1+r)^t} \Bigg/ \sum_{t=1}^{n} \frac{Q_{gt}}{(1+r)^t},$$

where $Q_{gt}$ is the projected quantity of electricity generated $t$ years from now by a plant that is being considered as an addition to the utility. The gas turbine is expected to operate for $n$ years, and $F_{gt}$ is the expected price of oil in year $t$ per unit of electricity generated.

Following Equation 3.6, long-run prices can be calculated for the fuel and annual capital cost for each type of capital equipment in the years covering the planning horizon of the utility.

Even using the long-run prices of inputs rather than their current values to determine the least cost set of stacking through time, it is possible that the optimal

stacking routine will recommend a profile of generating plants that is inconsistent with a realistic investment strategy. Such a strategy would not allow the costless elimination of plants that are introduced in a given year but are not required at a later date. In the application of the methodology to the four Canadian electric utilities studied here, the situation never arose where, in a later year, less of a particular type of plant was required to optimally meet the forecasted demand than was stipulated in an earlier year. If this were to happen, however, a number of further calculations would be required.[1]

In Appendix Table A-1, the values for the fuel cost per megawatt-hour of electricity generated are presented for 1979 and 1980. The values for 1979 reflect end-of-year values. In this analysis, it is assumed that fuel costs will just maintain their real 1979 values over time. An inflation factor of 10 per cent a year is applied to obtain current year nominal prices.

To obtain these values, the heat rate of each of the plants (Table A-2, column 3) is used along with the economic price of the fuel delivered to the utility. The fuel cost values reported in Table A-1 are the values corresponding to the plants found to be the optimal size for use in each province. Because plants of different sizes have different heat rates, for each kind of fuel, the cost per megawatt-hour of electricity generated also varies with plant size.

The unit capital costs per kilowatt of capacity are presented in Table A-2, column 1, for electric generating plants of various types and sizes. Fixed operating and maintenance costs for these plants are reported in column 2. Using a real economic cost of capital of 10 per cent and the appropriate depreciation rate for the plant, annual rental costs of capital can be estimated for each type of plant. These annual capital rentals and their corresponding fuel costs are used to determine the set of plants and the operating schedules needed to allow the utility to supply the electricity demanded at least cost.

Prior to computing the final optimal system, the load duration curves of the system through time are prestacked using these prices. Maintenance schedules are also selected so that the loss of load probability (LOLP) of the system can be calculated. In these estimations, this calculation is based on the loading sequences of the optimized generating units and their forced outage rates. Once the LOLP calculations for the system are done, the reserve margin is set to satisfy a loss of load reliability criterion of one day lost in ten years. The reserve margins are defined here as the percentage of net generating capacity available to meet the primary demand at the generating units.

The LOLP is then recalculated by an economic dispatch model using the actual prices for the different fuels in the year of operation to determine the most efficient way to operate the equipment available to the system. If the LOLP of any year exceeds the prescribed reliability criterion, the reserve margins and the selection of plants are then recalculated using the optimal stacking criterion, and the economic dispatch model is again used to estimate operating rates and costs of the system for each year.

The economic dispatch model uses the selected generating units to perform hourly dispatch of the loads provided by the hourly forecasts from the projected load curves. This dispatch is carried out using the traditional least cost, first-loaded method. The units employed in a given period are restricted by unit availability constraints as well as by maintenance constraints.

In determining the maintenance schedule for the plants in a given year, an attempt is made to equalize the twelve-month peak demands including maintenance. Instead of using a computer model subroutine dealing with the increased maintenance levels during the first few years of a unit's operation, mature planned and forced outage rates are used throughout. The requirements for spinning reserves and the restriction on cycling units are also considered in the dispatch model.

Selecting the optimal generating equipment each year and using the economic dispatch model to determine operating rates and costs, we are able to estimate the total financial and economic costs for the system for each year.

### Results of Estimation of All-Thermal Systems

Based on the projected load duration curves and factor prices, all-thermal electric generating systems were designed for Quebec, Ontario, Manitoba, and British Columbia. While the system design was carried out for an extended period, we report in Table A-3 only the 1979 configuration of generating equipment and energy produced using thermal electric generating technologies.

From Table A-3, we see that, in Quebec and Ontario, nuclear plants could be used intensively to replace hydro generating facilities. In all cases, coal-fired stations would be used instead of large oil-fired generating facilities. However, in Manitoba and British Columbia, only coal generating stations and gas turbines would be used.

In these two provinces, coal is a lower-cost source of electrical energy than is nuclear fuel, but for

different reasons. In Manitoba, the electric utility system is quite small and, hence, the reserve requirements imposed by nuclear fuel are such as to make it less attractive for generation than coal. British Columbia has large deposits of low-cost coal. As a result, the delivered price of coal is low enough so that, even in such a large system, coal-fired stations are less costly than nuclear stations.

Turning to Table A-4, we find that the system load factors for each province are quite close. The load factor for the Quebec system at 65.2 per cent is the lowest, with that of Manitoba being the highest at 70.1 per cent.

As expected, the capacity factors of coal plants in Manitoba and British Columbia are much higher than those in Quebec and Ontario. This arises because coal plants are used as the baseload generating facilities in Manitoba and British Columbia, while nuclear plants provide the baseload in Quebec and Ontario. The most surprising feature is the great difference in the capacity factors of gas turbine plants in Quebec and Ontario, on one hand, and in Manitoba and British Columbia, on the other. In Quebec and Ontario, the capacity factors are only 4.5 and 7.3 per cent, respectively. In these two systems, gas turbines are used mainly for meeting reserve as well as providing peaking capacity. However, in Manitoba and British Columbia, gas turbines are used at 39.6 and 34.5 per cent of their capacities, respectively. In these two provinces, gas turbines are used not only for reserve and peaking capacity, but in fact are utilized fairly extensively throughout the year.

The generating costs for the utilities have been estimated for each of the major cost categories, and are reported in Table 3-1 for 1979. We find that the greater use of gas turbines in Manitoba and British Columbia results in significantly higher unit generating costs for the systems as a whole. From the last row of Table 3-1, we find that the unit generating costs in Quebec and Ontario are almost identical at 29.4 and

## Table 3-1

### Production Costs

Estimated total and unit generating costs for alternative all-thermal electric generating systems in four provinces, 1979

| | Quebec | Ontario | Manitoba | British Columbia |
|---|---|---|---|---|
| | | (Thousands of dollars) | | |
| Generation capital | | | | |
| Nuclear | 1,724,480 | 1,616,700 | - | - |
| Coal | 551,250 | 441,000 | 247,080 | 530,880 |
| Gas turbine | 49,600 | 31,000 | 10,170 | 45,980 |
| Total | 2,325,330 | 2,088,700 | 257,250 | 576,860 |
| Fixed operating and maintenance cost | | | | |
| Nuclear | 48 | 45 | - | - |
| Coal | 56 | 44 | 34 | 49 |
| Gas turbine | 1 | 1 | - | 1 |
| Total | 105 | 90 | 34 | 50 |
| Variable operating and maintenance cost | | | | |
| Nuclear | 177,160 | 163,100 | - | - |
| Coal | 26,960 | 19,800 | 19,200 | 44,090 |
| Gas turbine | 4,290 | 4,300 | 4,800 | 24,620 |
| Total | 208,410 | 187,200 | 24,000 | 68,710 |
| Fuel cost | | | | |
| Nuclear | 186,020 | 171,300 | - | - |
| Coal | 391,230 | 275,400 | 212,500 | 306,650 |
| Gas turbine | 140,920 | 142,100 | 200,551 | 807,800 |
| Total | 718,170 | 588,800 | 413,051 | 1,114,450 |
| Total generating cost | 3,252,020 | 2,864,800 | 697,680 | 1,760,070 |
| | | (Mills per kilowatt-hour) | | |
| Unit generating cost | 29.4 | 29.2 | 44.7 | 42.7 |

SOURCE Estimates by authors.

29.2 mills per kilowatt-hour, respectively, whereas in Manitoba the unit generating cost is 44.7 mills and, in British Columbia, it is 42.7 mills per kilowatt-hour. While these are the least cost, all-thermal generating system configurations, we find that, as a result of the size and shape of the load duration curves in Manitoba and British Columbia, the optimum generating system contains a great deal more gas turbine capacity, which in turn is utilized to a much higher degree than in the other provinces. Although gas turbines are more efficient than any other mode of generation for relatively short running times, they still result in a higher generating cost than is the case in Quebec and Ontario.

This range of average generating costs, between Ontario and Quebec on one hand, and Manitoba and British Columbia on the other, indicates the considerable potential for economies of scale existing for electric utilities that rely primarily on thermal generating facilities.

The various components of generating costs are utilized in Chapter 4 to estimate the total systems cost of the all-thermal alternative. It is these systems costs, when compared with the economic costs of the current hydro-thermal generating system, that provide us with the estimate of the economic rent derived from hydro-electric generating facilities for 1979.

# 4 Estimating the Economic Rent on Hydro-Electric Production

This chapter outlines the approach taken in estimating the economic rent on hydro-electric production as the difference between the economic cost of the current system and that for a least cost, all-thermal system. In making these calculations, a number of simplifying assumptions have been made. In particular, when information was lacking, assumptions have been made that tend to bias downward the estimates of the economic cost of the all-thermal system and bias upward the economic cost of the current system. This has the effect of reducing the estimated value of hydro rent.

The estimation of the economic cost of the total system is carried through to the retail level – that is, for generation, transmission, distribution, and administration. There are a number of reasons for doing this.

First, a consistent set of data on assets and costs is available from Statistics Canada for the total system in each province. Second, as electricity prices are usually quoted at the retail level, the economic costs are estimated at that level to provide easier price comparison.

Economic costs for the current and all-thermal systems have been estimated for all electric utilities, both public and private. As a practical matter, a comprehensive set of data for capacity, energy, fuels, assets, liabilities, revenue, and expenditures is provided by Statistics Canada for the total utility system in a province, but does not necessarily distinguish between public and private production. This aggregation would seem to be the most meaningful measure of economic rent for public policy purposes. In any case, for the four provinces analysed, public utilities constitute almost all of the electric utility sector.

## The Economic Cost of the Current System

Appendix Tables B-1 to B-3 provide a detailed account of our estimating procedures and the specific sources of the data utilized. In this section, we outline the basic approach taken, together with any important assumptions.

We have estimated the annual economic cost of the current system as the sum of:

- the economic depreciation and annual social opportunity cost of net fixed assets at 1979 prices;
- operating, maintenance, and administration costs including the cost of fuels consumed valued at current opportunity prices; and
- the annual social opportunity cost of net current assets including inventories and other investments.

The latter component of cost is often ignored in measuring total economic cost, and, while not large relative to the cost of fixed capital in the case of electric utilities, it can be significant in many industries.

More specifically, the economic cost of the current system is estimated as the sum of the following:

- the economic depreciation and annual social opportunity cost of the net current replacement value of the capital stock of facilities used for generating electricity;
- the economic cost of fuels used for generation;
- the operating and maintenance expense for generation, consisting of fixed and variable cost components;
- the cost of purchased electricity (which, in the case of electricity purchased by Quebec from Churchill Falls, is measured as the economic cost of producing this power);
- the economic depreciation and social opportunity cost of the net current replacement value of the capital stock needed for power transmission;
- the economic depreciation and the social opportunity cost of the net current replacement value of the capital stock for the distribution network;
- the operating and maintenance expense for transmission;
- the operating, maintenance, and administration expense for purposes other than generation and

transmission, that is, distribution and general administration;

- the economic depreciation and social opportunity cost of the net replacement value of other fixed assets; and
- the social opportunity cost of net current assets and other investments.

The estimating methods employed for each of these components are outlined below.

### *Generation Capital*

The economic cost of capital for generating facilities consists of economic depreciation and the social opportunity cost of the net replacement value of the capital stock. An annual rate of economic depreciation and the social opportunity cost of capital, for which we use 10 per cent a year, must be applied to the net replacement value of the capital stock valued at 1979 prices.

To estimate the net replacement value of this capital stock, we start with the value of total gross investment in these assets at historical costs. This information is available from Statistics Canada based on information provided by the utilities. In addition, the National Wealth and Capital Stock Section of Statistics Canada derives estimates of the net value of capital stock by industry and province at replacement prices for each year based on historical values of investment each year, investment price indexes, and economic depreciation rates based on the estimated useful lifetimes of the assets. The ratio of net fixed capital stock at current prices, for a given sector and province, to the value of gross capital stock measured at original or historical prices provides an index of price change and a correction for depreciation. This index can be used to adjust the gross historical value of capital stock to an estimated net value of capital stock at current prices.

The smallest sectoral aggregation available at the provincial level to include electric utilities is the Miscellaneous Utilities Industry, which also includes natural gas and water distribution systems. However, the electric utility subsector constitutes the major proportion of this sector in the four provinces under study. Because the Miscellaneous Utilities Sector includes other subsectors as well as the electric utility subsector, the price ratio or index for the former is not precisely appropriate for the latter, but it is likely to be approximately so, given the relative size of the electric utility subsector within Miscellaneous Utilities.

The capital stock data base constructed by the National Wealth and Capital Stock Section of Statistics Canada also contains estimates of economic depreciation for each year in current dollars of that year by sector and province. The economic depreciation rate is estimated as the ratio of economic depreciation to the net replacement value of the capital stock in a given year for Miscellaneous Utilities in each of the four provinces. We then apply this depreciation rate to the estimated net replacement value of capital stock for generating facilities in current prices in a given year to estimate the economic depreciation of this capital stock for the year.

A 10 per cent rate is applied to the net replacement value of this capital stock in each year to reflect the social opportunity cost of capital. This is added to the economic depreciation to yield the total annual cost of capital for generating facilities for the year.

### *Fuel Costs*

The estimated economic cost of fuels consumed by generating facilities, as shown in Table B-1, is derived from the quantities of fuels consumed and the estimated opportunity prices of these fuels.

### *Generation Operating and Maintenance*

Operating and maintenance costs for the various types of generating facilities are estimated as the sum of a fixed cost per kilowatt of capacity and a variable cost per kilowatt-hour of energy generated.

### *Cost of Purchased Electricity*

With the exception of electricity purchased by Quebec from Churchill Falls, the actual cost of electricity purchased from other provinces, industrial establishments, and the United States is taken as an estimate of the economic cost of this power. This is likely to underestimate the true economic cost, and thus has the effect of inflating our estimates of hydro rent. The effect is likely only significant for the utilities in British Columbia, which purchased about 14 per cent of their total supply of energy in 1979. Estimating the economic cost of this purchased power would have required extending this economic costing exercise to the vendors of this power.

In the case of electricity purchased from Churchill Falls by Quebec, in view of the very large quantity involved, we estimate the economic cost of this power by estimating the economic cost of Churchill Falls directly and applying the cost per kilowatt-hour of energy produced to the energy sold to Quebec. The derivation of this estimate is presented in Tables B-2 and B-3.

### *Transmission Capital*

The method and parameters (that is, the price index and depreciation rate) employed to estimate the economic cost of capital used for transmission of

power are identical to those for the capital used for generating facilities.

#### *Distribution Capital*

The method and parameters employed to estimate the economic cost of capital used for distribution are identical to those for the capital used for generating facilities and power transmission.

#### *Transmission Operating and Maintenance*

The operating and maintenance costs for transmission are based on unofficial cost estimates, which are obtained directly from the utilities.

#### *Distribution Operating and Maintenance*

The costs for operation and maintenance of the distribution network and other general administration are derived from the total of such costs provided by Statistics Canada (which include actual fuel costs) less the actual fuel cost and less the operating and maintenance cost for generating facilities and power transmission, as estimated above.

#### *Other Fixed Assets*

Data on the value of other fixed assets are provided by Statistics Canada in two categories: "other property and equipment" and "other fixed assets, less depreciation." The former are provided at original cost before depreciation, while the latter are valued at historical prices net of depreciation.

For the former, the net replacement value of the capital stock of other fixed assets is estimated using the same price index as for the capital stock for generation, transmission, and distribution. In the case of the latter, because it is valued on a net basis, it is necessary to derive a net value at current prices using a price index, which is formed as the ratio of the net current value of capital stock at current prices to the net (rather than the gross) value at historical prices for the Miscellaneous Utilities Industry for each of the four provinces.

Once both types of capital have been valued on a net basis at current prices and summed, economic depreciation is estimated by applying the same depreciation rate used previously. The social opportunity cost of this capital based on a real rate of 10 per cent is then added to the economic depreciation to yield the total economic cost of these two categories of fixed assets.

It should be noted that the value of construction in progress is not included in the calculation of the capital cost of fixed assets, as these facilities are not in use to meet current demand. The capital cost of facilities for the production of heavy water is not included either, as this would involve double counting, since the heavy water initially installed in nuclear reactors is included in their capital cost. The cost of additional heavy water installed in reactors on an ongoing basis is included in operating and maintenance cost for nuclear generation.

#### *Net Current Assets and Other Investments*

The social opportunity cost of holding net current assets and other investments is measured by applying the social opportunity cost of capital to the value of these assets.

### The Economic Cost of the Least Cost, All-Thermal System

Four important factors must be taken into account to estimate the economic cost of the all-thermal system. They are:

- the annual cost of generation using thermal sources only, which includes depreciation, the social opportunity cost of generation capital, operating and maintenance cost for generation, and the cost of fuels consumed at current opportunity prices;
- a downward adjustment of the cost of generation by a factor to reflect the lower level of transmission losses that would occur with thermal rather than hydro generation;
- the social opportunity cost of the fuel inventories required with an all-thermal system; and
- a reduction in transmission costs, both capital and operating, which would occur with thermal rather than hydro generation, since thermal generating facilities would likely be located closer to markets.

Appendix Tables B-4 and B-5 provide a detailed account of our estimating procedures. In this section, we describe the basic approach taken, and discuss the important assumptions we made.

We estimate the economic cost of the least cost, all-thermal system as the sum of the following.

- costs of generating facilities including capital costs (consisting of the economic depreciation and social opportunity cost of generation capital at 10 per

cent a year), the cost of fuel consumed at opportunity prices, and operating and maintenance costs;

- the social opportunity cost of holding fuel inventories;
- the social opportunity cost, at 10 per cent a year, of other net current assets (excluding inventories) and other investments;
- the capital cost of other fixed assets (other than fixed capital costs for generation, transmission, and distribution);
- the capital cost for distribution facilities;
- the operating, maintenance, and administration cost, other than for generation and transmission; and
- the capital, operating, and maintenance cost for transmission.

The procedures and assumptions underlying these estimates are outlined below.

***Generation***

The estimated cost of the least cost, all-thermal generating system presented in Chapter 3 is based on the annual hourly load data obtained from the utilities. The energy demanded according to these load curves, however, is not necessarily equal to the amount needed to meet demand under the current system (for which the economic cost has been estimated). It is thus necessary to derive an estimate of the quantity of energy generated by an all-thermal system that would provide the same quantity sold under the current system, so that the economic costs of the two systems are estimated on a consistent basis.

The main difficulty in developing an estimate for the energy generated from an all-thermal system to equal that from the current system lies in the lower amounts of energy lost in transmission experienced by such an all-thermal system. However, it is not possible to estimate with a high degree of accuracy what those losses would be.

To estimate these losses, we assume that the difference between the quantity of energy generated (and purchased) and the quantity of energy sold to users is 50 per cent greater for hydro than for thermal generation, or, equivalently, that total losses for thermal generation are two-thirds those for hydro generation. We believe that this assumption results in an overestimation of the reduction in losses that could be realized for thermal relative to hydro generation, for the following reasons. First, a significant proportion of the difference between energy generated (and purchased) and energy consumed occurs in the distribution system, and these losses would likely continue with thermal in place of hydro generation. Second, while transmission line losses tend to increase with distance, losses for distant hydro sites can be significantly reduced using high-voltage transmission lines.

In order to estimate what amount of energy from thermal generating facilities would equal the amount of "salable" energy generated by the current system (see Table B-5), we must first determine the quantity of "salable" energy, which is the amount of useful energy sold (or able to be sold). We include primary and secondary sales, but exclude energy exchanged. We also determine the proportion of energy lost and unaccounted for. Knowing the proportion of hydro generation in the total supply, assuming a ratio of 1.5 for losses from hydro over thermal generation, and measuring the actual loss ratio for the present total system allows us to derive an estimate of the loss ratio for all-thermal generation by the utilities in each province. The salable energy and this thermal loss ratio are then utilized to derive an estimate of the amount of energy required for an all-thermal system.

The economic cost for the all-thermal generating system must be adjusted by the ratio of the energy required derived above to the energy demand assumed in Chapter 3. As indicated in line 3 of Table B-4, this ratio differs notably from unity for the three provinces other than Quebec. A strictly proportional adjustment (that is, assuming the same cost per kilowatt-hour of energy generated) is not likely to be precisely accurate over such a wide range but, for the sizes of the systems under study, it is likely to be approximately so.

***Fuel Inventory***

The value of inventory and advance payments per megawatt-hour of generation for the various fuels are based on the values obtained from Ontario Hydro's *Statistical Yearbook* for 1979. The advance payments costs are included along with the inventory costs based on the supposition that they are a substitute for holding inventories for the purpose of maintaining security of supply.

Note that we have not been able to isolate capital and operating costs for inventory facilities. Some, but likely not all, of these costs may be implicitly included in the generating costs used in Chapter 3. Thus, our estimates of the total cost of fuel inventories for the all-thermal system are likely to be underestimated.

The megawatt-hours of generation for each type of fuel are based, in the first instance, on the results obtained for the least cost, all-thermal system developed in Chapter 3. The value of this inventory and advance payments is then adjusted proportionately to accord with the total amount of energy required for the all-thermal system (instead of the energy

demanded, as assumed in Chapter 3), as described above. The total annual inventory cost for this adjusted value of assets is then calculated by applying a social opportunity cost of capital of 10 per cent a year.

#### *Other Net Current Assets and Investments*

For the three provinces other than Ontario, the economic cost of other net current assets and investments is the same as shown on line 69 in Table B-1. For these provinces, it has been implicitly assumed that fuel inventories in the current system are negligible, because the utilities are based almost exclusively on hydro generation. In the case of Ontario, the value of these assets in the current system is adjusted downward by eliminating the value of fuel inventory and advance payments, as given in Ontario Hydro's *Statistical Yearbook*.

#### *Other Fixed Assets*

The capital cost of other fixed assets is the same as given in line 55 of Table B-1.

#### *Distribution Facilities*

The capital costs of distribution facilities are the same as those in line 44 of Table B-1.

#### *Distribution Operating and Maintenance*

The operating, maintenance, and administration costs for distribution facilities and for general administration are the same as those given in line 51 of Table B-1.

#### *Transmission*

We have invoked what we believe to be a high estimate for the saving in capital and operating and maintenance costs for transmission that could be realized with thermal as opposed to hydro generation, for the same reasons that we indicated in the case of transmission line losses. In this case, we have assumed that the cost for transmission (including capital and operation and maintenance) for thermal capacity would be one-half the cost for hydro capacity. The estimating procedure employed is similar to that used to estimate transmission line losses.

### Summary of the Estimates

The results of our estimates are summarized in Table 4-1.

We estimate that the economic rent on hydro production for the four provinces are $1,874 million for Quebec, including Churchill Falls, $753 million for Ontario, $522 million for Manitoba, and $819 million for British Columbia.

On the basis of "salable" hydro energy per kilowatt-hour, the economic rent estimates are 19.16 mills in Quebec, including Churchill Falls, 20.40 mills in Ontario, 29.39 mills in Manitoba, and 33.26 mills in British Columbia.

For comparative purposes, the actual revenues per kilowatt-hour of energy sold are also presented in Table 4-1. The revenue per kilowatt-hour as a share of the economic cost per kilowatt-hour of the current system indicates the extent to which electricity is underpriced as a result of the use of financial rather than economic criteria that exclude the hydro rent. The percentage varies from 51 in British Columbia to 75 in Quebec. The actual revenue per kilowatt-hour as a share of the economic cost per kilowatt-hour of the least cost, all-thermal system is a measure of the reduction in price as a result of the combined effect of financial versus economic costing and the fact that hydro rent is passed on to users. This ratio is 44 per cent in Quebec, 57 per cent in Ontario, 34 per cent in Manitoba, and 33 per cent in British Columbia. The high ratio for Ontario reflects the relatively low proportion of hydro generation in that province.

These results are point estimates about which there are, of course, confidence intervals. We have cautioned that our estimates of hydro rent have been derived as a residual between two costs; as such, percentage changes in either or both of the costs would tend to magnify percentage changes in the rent estimates. These estimates are also sensitive to such factors as fuel prices, assumptions regarding changes in transmission costs for an all-thermal system, and the discount rate.

The discount rate is a particularly important variable because capital costs contribute a high proportion of total costs even in the all-thermal systems. (For example, capital costs accounted for about 80 per cent and 53 per cent of the estimated economic costs of the existing system and of the least cost, alternative all-thermal system, respectively, in British Columbia.) Sensitivity analysis for the discount rate would involve both a redesign of the least cost, alternative system and re-estimation of the opportunity cost of capital inputs.

We have not performed a sensitivity analysis for either fuel prices or the discount rate. A reduction in fuel prices would most likely result in a reduction in the rent estimates, particularly since it would reduce

**Table 4-1**

**Summary of Electricity Costs, Revenues, and Hydro Rent, Four Provinces, 1979**

| | Quebec | Ontario | Manitoba | British Columbia |
|---|---|---|---|---|
| | | (Megawatt-hours) | | |
| Amount of energy sold | 100,525,446 | 105,056,065 | 18,101,301 | 29,324,924 |
| Amount of hydro energy sold | 97,812,791 | 36,907,860 | 17,753,065 | 24,626,965 |
| | | (Thousands of dollars) | | |
| Total cost of energy sold: | | | | |
| Current system | 2,630,092.9 | 4,092,558.6 | 672,765.8 | 1,418,655.3 |
| All-thermal system | 4,504,516.8 | 4,845,391.7 | 1,194,437.7 | 2,237,734.4 |
| Difference (hydro rent) | 1,874,423.9 | 752,833.1 | 521,671.9 | 819,079.1 |
| Total revenue from energy sold | 1,970,355.0 | 2,751,890.0 | 401,302.0 | 728,662.0 |
| | | (Mills per kilowatt-hour) | | |
| Unit cost of energy sold: | | | | |
| Current system | 26.163 | 38.956 | 37.167 | 48.377 |
| All-thermal system | 44.810 | 46.122 | 65.986 | 76.308 |
| Difference (hydro rent) | 18.646 | 7.166 | 28.820 | 27.931 |
| Hydro rent relative to hydro energy sold | 19.163 | 20.398 | 29.385 | 33.259 |
| Revenue from energy sold | 19.601 | 26.371* | 22.170 | 24.848 |
| | | (Per cent) | | |
| Revenue as a share of current system cost | 74.92 | 67.69 | 59.65 | 51.36 |
| Revenue as a share of all-thermal system cost | 43.74 | 57.18 | 33.60 | 32.56 |

*701,925 megawatt-hours of energy supplied to heavy water plants and construction projects is subtracted from total amount of energy sold in determining revenue per kilowatt-hour.

SOURCE For energy sold, see Appendix Table A-5, lines 7 and 8; for current system cost, see Appendix Table A-1, line 70; for all-thermal system cost, see Appendix Table A-4, line 20; for revenue, see Statistics Canada, *Electric Power Statistics. Volume 2. Annual Statistics*, Statistics Canada cat. no. 57-202, 1979, Table 5, line 28.

the cost saving arising from the availability of hydro generation.

The effect of a reduction of the discount rate on the rent estimates is not as clear-cut. First, it would result in a shift towards more capital intensive technologies for the all-thermal system. Second, capital costs constitute a smaller proportion of the cost of an all-thermal than of a mixed hydro-thermal system. It is therefore not possible to generalize what effect a change in this variable would have on the resulting comparative values of capital cost for the two systems, and thus on the rent estimates.

## Economic Rent on Electricity from Churchill Falls

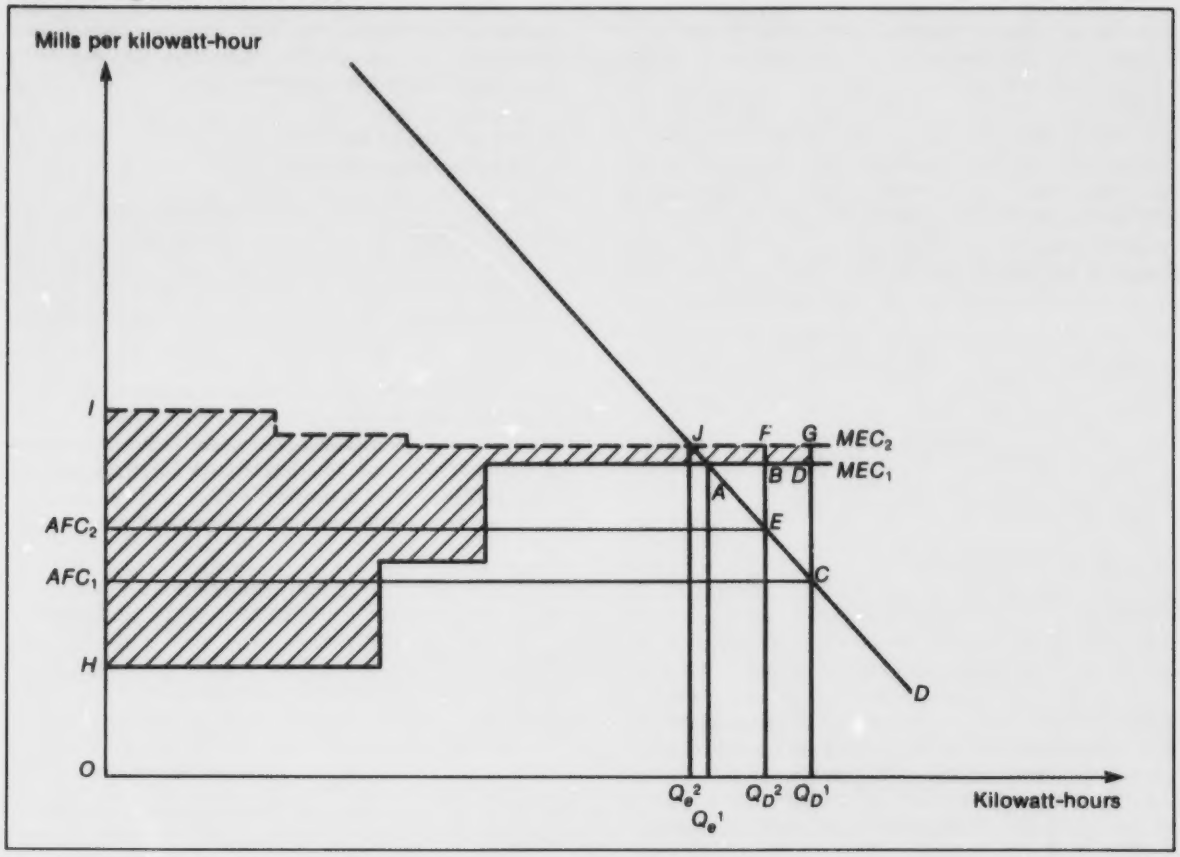
Table B-6 presents the derivation of an estimate of the economic rent on the energy purchased by Quebec from Churchill Falls, which is included above in the estimate of the hydro rent for Quebec. This rent estimate of 18.51 mills per kilowatt-hour is based on the assumption that Quebec would use nuclear generation to replace the power purchased. Hence, the estimate of the economic rent per kilowatt-hour of salable hydro energy generated within Quebec is 19.48 mills, compared with 19.16 mills including Churchill Falls. For 1979, we estimate the total value of the economic rent on the energy from Churchill Falls sold to Quebec to be approximately $583 million.

## Higher Electricity Prices and Hydro Rent

The value of the economic rent arising from the hydro sites has to this point been estimated as the difference between the total economic cost of producing the quantity of electricity currently demanded using an all-thermal generating system, and the total economic cost of the existing system with its hydro sites. This is shown schematically in Figure 4-1 as shaded area *IGDH* between the marginal economic cost curve of the alternative all-thermal system, $MEC_2$, and the marginal economic cost curve of the existing system, $MEC_1$.

**Figure 4-1**

**Measuring Economic Rent**




Because public electric utilities generally price electricity on the basis of their average financial costs of production, not their marginal economic costs, they charge a price for electricity to their customers that is lower than the long-run marginal economic cost of production. The financial costs of the utilities are lower than their economic costs, because these publicly owned corporations pay little if any tax and are able to maintain very high debt-to-equity ratios, while still paying low rates of interest, as their debt is guaranteed by provincial governments.

As shown in Figure 4-1, if a utility prices its output at its marginal economic cost, then the quantity demanded will be equal to $Q_e^1$. However, since the price charged is the average financial costs of $AFC_1$ only, the quantity demanded under the current system will be $Q_D^1$. Under the all-thermal alternative system, marginal economic cost pricing would result in $Q_e^2$ of electricity being demanded while average financial cost pricing at $AFC_2$ would lead to $Q_D^2$ being demanded.

In measuring the value of the hydro site rent, the question then is: Which quantity of electricity demanded is the appropriate one to use? Because the presence or absence of hydro sites will not change the policy adopted by electric utilities of pricing electricity at its average financial costs, the relevant quantities for evaluating hydro rent are either $Q_D^1$, the quantity demanded under the current system, or $Q_D^2$, the quantity demanded using the all-thermal system. If the hydro sites are all inframarginal, then the difference between the marginal costs, and hence the incremental value of rent, between quantities $Q_D^2$ and $Q_D^1$ will be very small. This is likely to be the case for Ontario, where present expansion of the utility has for some time been in the direction of

thermal generating plants. The incremental hydro rent is also expected to be rather small between quantities $Q_D^2$ and $Q_D^1$ for an all-hydro system, where the costs of current expansion of hydro sites are close to that of alternative thermal generating facilities. In Figure 4-1, the decrease in rent caused by the reduction in the quantity demanded from $Q_D^1$ to $Q_D^2$ is shown as the rectangle *BFGD*. This is the amount by which the analysis reported previously in this chapter overstates the value of the rent to the hydroelectric sites, if one uses $Q_D^2$ as the quantity of electricity demanded under the all-thermal system.

In this study, the impact of the higher prices required to finance an all-thermal alternative on the quantity of electricity demanded is estimated for the Ontario utility. Using a real financial cost of funds of 3 per cent, the average financial costs for the all-thermal alternative is estimated to be 18 per cent higher than for the current system. Using an annual load simulation model to measure the response of electricity demand to price change, it is estimated that 15 per cent fewer kilowatt-hours of electricity would be demanded under the alternative system.[1] The revised demand forecast is then used to recalculate the economic cost of an all-thermal system that would meet this set of electricity demands at the lowest cost of production. It appears that the average economic costs for the revised all-thermal system are less than three-tenths of a mill per kilowatt-hour lower than under the initial all-thermal system, which is designed to generate 15 per cent more electricity. The near constancy of the average economic costs of electricity over a 15 per cent change in output would indicate that, at the level of output of the Ontario Hydro system, the marginal economic costs of expanding the system are also fairly constant. Hence, there is likely to be little difference between the estimated value of the economic rent on the hydro sites at the two levels of output.

In conclusion, our hydro rent estimates for Quebec, Manitoba, and British Columbia should be adjusted downward, because of the demand adjustment to be made under a higher-cost, all-thermal system. But we suggest that the upward bias on this account is not likely to be large in relative terms. Furthermore, the systems in these provinces had an excess capacity in 1979; consequently, their current production costs were higher than necessary. This factor provides a downward bias in the estimates of the economic rent reported here. While we cannot be certain, we suspect that this downward bias is larger than the former upward bias, with the consequent result that our rent estimates remain on the low side. Thus, in the remainder of this study, we use the hydro rent estimates developed in this chapter, which are developed by using the quantities of electricity demanded under the current system.

## Comparison of Results with a Previous Study

We do not make a detailed attempt to account for the large differences between our estimates of hydro rent and those developed by Bernard, Bridges, and Scott as presented in Table 4-2. While the conceptual approaches are similar, the empirical approaches and the data employed are quite different.

**Table 4-2**

**Comparison of Hydro Rent Estimates for 1979**

| | Bernard, Bridges, and Scott | Zuker and Jenkins |
|---|---|---|
| | (Millions of dollars) | |
| Churchill Falls | 377 | 583 |
| Quebec | 880 | 1,291 |
| Ontario | 215 | 753 |
| Manitoba | 108 | 552 |
| British Columbia | 1,059* | 819 |
| | (Dollars per megawatt-hour) | |
| Churchill Falls | 11.3 | 18.5 |
| Quebec | 9.9 | 19.5 |
| Ontario | 5.1 | 20.4 |
| Manitoba | 5.3 | 29.4 |
| British Columbia | 25.9* | 33.3 |

*No nuclear generation.

SOURCE J. T. Bernard, G. E. Bridges, and A. D. Scott, "An Evaluation of Potential Canadian Hydro Electric Rents," Department of Economics Resource Paper 78, University of British Columbia, Vancouver, February 1982; and estimates by authors.

While it would have been comforting to be able to explain away the differences, we are pleased that other estimates, albeit different ones, have been developed. Hopefully, this will encourage discussion of the conceptual and empirical issues involved.

# 5 Estimating the Provincial Distribution of Hydro-Electric Rent on the Basis of Consumption

Based on the theory of equalization developed by Boadway and Flatters (1982), the economic rent on hydro-electricity should be subject to equalization. The rent, however, is not collected by provincial governments but rather is distributed to users. Thus, to apply the Boadway-Flatters scheme to hydro-electric rent in Canada under these circumstances, it is necessary to equalize hydro rent on the basis of consumption, because this is how these fiscal benefits are distributed.

In the previous chapter we developed estimates of hydro-electric rent for four provinces (as well as the rent on electricity purchased by Quebec from Churchill Falls) on the basis of production. In this section, we now derive estimates of the distribution of hydro rent by province on the basis of consumption for 1979.

These estimates are based on the simplifying assumption of proportionality. For example, if an electric utility in province A generates 50 per cent of its electricity by hydro, any exports of electricity are assumed to be 50 per cent generated by hydro. Thus, rent per kilowatt-hour of energy exported is assumed to be 50 per cent of the rent per kilowatt-hour for hydro-electricity.

In order to derive estimates based on the approach taken, several factors must be taken into account. First, we must derive some estimate of the rent per kilowatt-hour of salable hydro-electricity generated by utilities in the other provinces.[1] For simplicity, we have derived approximate estimates based on those developed for the four provinces. (As noted in the introduction, the utilities in the remaining six provinces accounted for only about 7 per cent of the total hydro-electricity produced by all utilities in Canada in 1979.)

A second important factor is that exports of electricity to the United States are quite substantial, and most of the rent on hydro-electric exports is not collected from U.S. consumers.[2] Thus, some of the hydro rent in Canada is lost to U.S. consumers, and this must be taken into account in determining the hydro rent distributed to domestic users.

A third factor that must be taken into account is the interprovincial transfers of electricity. To take New Brunswick as an example, that province imports a significant quantity of electricity from Quebec. Thus, on average, any demand for electricity in New Brunswick or for exports from New Brunswick to the United States would be met partially from power generated in Quebec. Most of the electricity produced in Quebec is generated from hydro, so that some of the rent gained by New Brunswick consumers or by U.S. users of electricity imported directly from New Brunswick would originate in Quebec.

Direct transfers alone, however, are not sufficient to identify the ultimate source of hydro rent received by users. Continuing with the example above, some of the electricity supplied to Quebec originates at Churchill Falls, so that ultimately some of the rent received by consumers in New Brunswick (or by U.S. consumers of exports from New Brunswick) would originate at Churchill Falls. As a second example of indirect effects, some of the power sold by utilities in Quebec is purchased from industrial establishments in Quebec, which, in turn, purchase electricity from hydro in Quebec.

The analysis required to determine ultimate sources of hydro rent, given the pattern of transfers between provinces and between utilities and industrial establishments, may appear at first to be a trivial exercise, requiring a fairly straightforward application of either an input-output analysis or a simple Markov process. But this in fact is not the case. A heuristic, iterative procedure was developed to solve the problem. A description of this procedure is available under separate cover (see Appendix).[3]

## The Distribution of Hydro Rent

Table 5-1 presents estimates for 1979 of the distribution of hydro rent from electric utilities by province to users by province or the United States.

Based on our analysis, the rent on hydro-electricity generated by provincial electric utilities was about $4.4 billion in 1979, of which nearly $500 million was lost on exports to U.S. users.

The estimates indicate that Newfoundland lost about $597 million in hydro rents ($543 million to other provinces and $54 million to the United States), while Manitoba lost about $193 million ($124 million on exports and $69 million to other provinces). The major net gainers from other provinces were Quebec ($420 million) and Ontario ($125 million).

## Table 5-1

## Net Distribution of Hydro-Electric Rent, 1979

| | Newfound-land | Prince Edward Island | Nova Scotia | New Brunswick | Quebec | Ontario | Manitoba | Saskat-chewan | Alberta | British Columbia | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | (Millions of current dollars) | | | | | | |
| Rent on production | 711.3* | - | 26.1 | 69.2 | 1,329.1* | 763.2 | 521.8 | 64.2 | 42.2 | 864.5 | 4,391.5 |
| Rent lost on exports to the United States | -54.4* | - | -0.2 | -23.2 | -121.4* | -88.6 | -123.5 | -0.4 | -0.1 | -76.0 | -487.9 |
| Rent distributed to Canadian users | 656.9 | - | 25.9 | 46.0 | 1,207.7 | 674.6 | 398.3 | 63.8 | 42.1 | 788.5 | 3,903.6 |
| Rent received by users on the basis of consumption | 114.4 | 3.8 | 30.8 | 78.6 | 1,627.4 | 799.3 | 328.8 | 80.0 | 44.0 | 786.6 | 3,903.6 |
| Net distribution to (-)/from (+) other provinces | -542.5 | 3.8 | 4.9 | 32.6 | 419.7 | 124.7 | -69.5 | 26.2 | 1.9 | -1.9 | 0.0 |
| | | | | | (Thousands) | | | | | | |
| Population | 563.5 | 122.0 | 841.8 | 691.9 | 6,338.9 | 8,501.3 | 1,028.0 | 951.3 | 2,052.8 | 2,589.4 | 23,680.9 |
| | | | | | (Dollars per capita) | | | | | | |
| Rent on production | 1,262* | - | 31 | 100 | 210* | 90 | 508 | 67 | 21 | 334 | 185 |
| Rent lost on exports to the United States | -97* | - | - | -34 | -19* | -10 | -120 | - | - | -29 | -21 |
| Rent distributed to Canadian users | 1,166 | - | 31 | 66 | 191 | 79 | 387 | 67 | 21 | 305 | 165 |
| Rent received by users on the basis of consumption | 203 | 31 | 37 | 114 | 257 | 94 | 320 | 95 | 21 | 304 | 165 |
| Net distribution to (-)/from (+) other provinces† | -963 | 31 | 6 | 47 | 66 | 15 | -68 | 28 | 1 | -1 | 0 |

*Churchill Falls is combined with Newfoundland.
†Detail may not add to totals because of rounding.
SOURCE Appendix Table D-8 and Statistics Canada, *Estimates of Population for Canada and the Provinces*, Statistics Canada cat. no. 91-201, 1983, Table 8.

We estimate that, on the basis of production, hydro rent per capita averaged about $185 for the ten provinces. Newfoundland with about $1,262, Manitoba with $508, British Columbia with $334, and Quebec with $210 were the provinces with above-average hydro rent per capita.

Redistribution resulted in a major loss to other provinces of about $963 per capita for Newfoundland and a comparatively minor loss of $68 per capita for Manitoba. Quebec with $66 and New Brunswick with $47 were the largest gainers per capita. As a result, rent gained by users varied from $21 per capita in Alberta to $320 per capita in Manitoba. British Columbia with $304, Quebec with $257, and Newfoundland with $203 were the other provinces with rent above the Canadian average of $165 per capita on the basis of consumption.

# 6 Summary and Conclusions

The large increase in the world price of oil in recent years has resulted in an increase in the value of the nation's hydro resources used to produce electricity. The objective of this paper was to develop an estimate of the annual (flow of) hydro rent in Canada for 1979. Estimates were derived in detail on the basis of production for the public and private electric utilities in four major hydro provinces – Quebec (including the purchases of hydro-electricity from Churchill Falls), Ontario, Manitoba, and British Columbia – which accounted for about 93 per cent of hydro production by utilities that year.

In this study, hydro-electric rent is measured as the annual flow of saving in economic costs made possible by the use of hydro resources, compared with the least cost, alternative method of generation. Given the technologies available, the least cost, alternative method consists, for the most part, of thermal generating technologies, such as nuclear and coal or other fossil fuels. Empirically, the approach taken was to compute the difference between the annual economic cost of a hypothetical, least cost, all-thermal system and the annual economic cost of the current hydro-thermal system in order to derive an estimate of the hydro rent.

Because the economic cost of the current system is likely to overestimate the least possible economic cost of a hydro-thermal system, due to its inefficiencies and excess capacity, our estimates of economic rent on hydro production are apt to be biased downward.

The estimation of the economic cost of the two systems involved a number of significant adjustments in utility financial accounts, including:

- moving to a measure of the replacement cost from the historical cost of fixed capital;
- using a social opportunity cost of capital and depreciation applied to replacement costs; and
- adjusting transmission costs and line losses downward under the hypothetical all-thermal system.

The estimates derived for hydro rent for 1979 on a production basis were as follows: Quebec with hydro rent of $1.87 billion (of which $0.58 billion is accounted for by purchases from Churchill Falls), Ontario with $0.75 billion, Manitoba with $0.52 billion, British Columbia with $0.82 billion, for a total of $3.96 billion.

The theory of equalization developed by Boadway and Flatters (1982) suggests that hydro rent passed on to users in the form of low prices constitutes a fiscal benefit arising from provincial government activity, which should be subject to equalization. Estimates of hydro rent by province on the basis of consumption as measures of these fiscal benefits are thus derived, taking into account interprovincial sales and the loss of about $0.5 billion in hydro rent through exports to the United States. The estimates thus derived for the provincial distribution of hydro rent on the basis of consumption vary from over $300 per capita in Manitoba and British Columbia, about $250 per capita in Quebec, about $200 per capita in Newfoundland, about $100 per capita in New Brunswick, Ontario, and Saskatchewan, to under $50 per capita in Nova Scotia, Prince Edward Island, and Alberta.

# Appendix

# List of Supplementary Tables and Description Procedure

A complete set of these tables and technical description is available without charge upon request from the Communications Division, Economic Council of Canada, P. O. Box 527, Ottawa, Ontario, K1P 5V6.

### *A Supplementary Tables for Chapter 3*

A-1 Economic Prices of Fuels and Variable Operating Costs, 1979-80
A-2 Costs of Generating Capacity and Fixed Operating Costs, 1979 Prices
A-3 Generation Mix for Alternative All-Thermal Generating Systems, 1979

### *B Supplementary Tables for Chapter 4*

B-1 Economic Cost of Current System: Electric Utilities, 1979
B-2 Estimated Economic Cost of Energy Purchased by Quebec from Churchill Falls (at the Border), 1979
B-3 Estimated Replacement Value of Net Fixed Capital for Churchill Falls, in Current Dollars, 1979
B-4 Economic Cost of All-Thermal Systems, Electric Utilities, 1979
B-5 Supplementary Estimates for Deriving Economic Costs of All-Thermal Systems, 1979
B-6 Estimated Economic Rent on Electricity Purchased by Quebec from Churchill Falls

### *C Description of the Procedure to Estimate the Provincial Distribution of the Rent on Hydro-Electricity Generated by Electric Utilities on the Basis of Consumption*

### *D Accompanying Tables*

D-1 Source Matrix (S)
D-2 Production Matrix (P)
D-3 Diagonal Elements of Diagonal Matrix of Domestic Final Demands (D)
D-4 Column Vector of Exports (E)
D-5 Diagonal Elements of Diagonal Matrix of Rent per Kilowatt-Hour of Salable Hydro (R)
D-6 Ultimate Flows Matrix (U)
D-7 Comparison of Estimated Salable Hydro and Actual Salable Hydro Generated by Provincial Utilities, 1979
D-8 Estimated Transfers of Hydro Rent, from Electric Utilities to Users in Canada and in the United States, by Province, 1979

## Notes

### INTRODUCTION

1 Economic Council of Canada, *Financing Confederation: Today and Tomorrow* (Ottawa: Supply and Services Canada, 1982).

2 R. Boadway and F. Flatters, *Equalization in a Federal State: An Economic Analysis*, Economic Council of Canada (Ottawa: Supply and Services Canada, 1982).

3 With the recognition of provincial property rights to natural resources, however, equity would require equalizing only a fraction of such revenues: that fraction would be the average marginal federal personal income tax rate that would apply were such revenues considered to be current income of provincial residents.

### CHAPTER 1

1 In fact, this very high ratio for Prince Edward Island is somewhat misleading. The reason is that the total amount of energy lost and unaccounted for has been subtracted from provincial generation to calculate net production. If instead, the amount of energy lost and unaccounted for is prorated between electricity generated within the province and that imported, then the amount of net production increases and the ratio of consumption to net production falls to 3.4. There is much less distortion as a result of reducing production for the full amount of energy lost and unaccounted for to derive net production for the other provinces, where provincial generation constitutes a much higher proportion of total supply.

2 The economic rent obtained from a resource also depends on the cost of transportation to market. The greater the transport cost, other factors unchanged, the lower the economic rent.

3 The operating and capital cost of marginal economic infrastructure required to exploit the resource should also be included in the cost of production.

4 If there are actual or potential substitutes for the resource, then changes in technology in the production of these substitutes would also result in changes in the economic rent on the resource by shifting the demand curve and thus changing the competitive market price.

5 Economic rent can accrue to labour and capital as well as to "land" for a variety of reasons, such as market imperfections resulting from monopoly or oligopoly, tariffs, shortages arising from supply adjustment delays, and rare human skills. Such rent is generally assumed to be temporary in nature (although this may not be so in the case for tariffs and rare human skills) and is referred to as "quasi-economic rent."

6 J.-T. Bernard, G. E. Bridges, and A. Scott, "An Evaluation of Potential Canadian Hydro Electric Rents," Department of Economics Resource Paper 78, University of British Columbia, Vancouver, February 1982.

7 It is important to note that underlying any set of demands is a price or set of prices. This point will be referred to later in the discussion.

8 Utilities in Canada generally plan the expansion and operation of the system with only the demands of domestic customers in mind. Exports are seldom planned for or made on a guaranteed basis; rather they are made in off-peak periods on an if-available basis as a means of increasing the utilization rate of generating facilities. As long as the revenues received exceed the variable cost of production and can thus make some contribution to fixed cost, off-peak exports are cost-effective.

### CHAPTER 2

1 D. Anderson, "Models for Determining Least Cost Investments in Electricity Supply," *The Bell Journal of Economics and Management Science* 3 (1972):267-301.

2 The capacity and energy from hydro sites with similar characteristics, that is, ratios of energy available to the energy that would be available at full capacity, can be aggregated for the purpose of locating hydro generation under the load curve. Thus one could consider that capacity $D_C$ is an aggregation of all baseload hydro capacity and that $D_A - D_B$ is the sum of all energy limited capacity with similar operating characteristics.

Because of seasonal variations in energy availability, production scheduling with hydro is usually done on a monthly basis. For example, a seasonal hydro site may be operable at or near full capacity in certain months – say, spring – and not operable at all during other months – say, winter. Thus, in the spring months, seasonal hydro can be aggregated with baseload hydro for purposes of production planning. In this case, the allocation of production would be done using monthly load duration curves using the same general principles as those presented in the text.

3 Equivalently, we could derive the capacities of the various thermal technologies required in the integrated system using a slightly different procedure. A thermal load duration curve – that is, net of that supplied by hydro – would be derived by subtracting, for each hour along the time axis in Figure 2-3, the demand met by hydro from the demand on the load duration curve. This thermal load duration curve, when placed above the thermal cost curve, would yield the same solution

for capacity and energy required for the various thermal technologies as that shown in Figure 2-3.

4 See the discussion on the social discount rate for Canada in the papers by: D. F. Burgess, "The Social Discount Rate for Canada: Theory and Empirical Evidence," *Canadian Public Policy* 7(1981):383-94; and G. P. Jenkins, "The Public Sector Discount Rate for Canada: Some Further Observations," *Canadian Public Policy* 7(1981):399-407.

## CHAPTER 3

1 It must be determined whether the additional costs associated with retiring a plant earlier than its planned economic life are greater or less than the incremental costs that would have been incurred by operating a substitute plant that does not become obsolete prematurely. If the costs of operating an alternative plant are greater, then the initial plant should be maintained in the expansion plan with its annual capital costs adjusted upward to reflect its shorter economic life. However, these additional costs can be somewhat reduced if the candidate for retirement can still be used to meet reserve requirements.

On the other hand, if the saving in the operating cost of the plant that becomes obsolete (in its early years of operation) is not as large as the additional capital costs incurred (because of its shorter life) then simulations of the total system costs must be carried out with substitute plants to determine the set of generating plants that will yield the lowest present value of total generating costs over time.

## CHAPTER 4

1 The impact of changing electricity prices on the load shape and quantity of electricity demanded was determined through the use of DSP – a Demand Simulation Program for forecasting load growth developed by Econonalysis Incorporated – available through Cybernet Services of Control Data Corporation.

## CHAPTER 5

1 We do not include in this analysis the rent on hydroelectricity generated by industrial establishments, although we do include the rent on hydro sold by utilities to these industrial establishments.

2 For example, the average annual price per kilowatt-hour of electricity received by Quebec for exports in 1979 was 14.4 mills, which does not even cover our estimated average economic cost of 26.2 mills per kilowatt-hour. Similarly, average revenue per kilowatt-hour for British Columbia was 22.5 mills, compared with an estimated average economic cost of 48.4 mills per kilowatt-hour.

For the analysis associated with Chapter 4 (see Appendix Table B-1, lines 12 and 13), we have used an opportunity cost of 111.2 mills per kilowatt-hour for diesel and light fuel oil and 62.6 mills per kilowatt-hour for natural gas. These would approximate the opportunity cost of fuels used during peak periods by electric utilities in the United States that purchase these exports. A straight average of these two figures is about 86 mills per kilowatt-hour. This estimated opportunity cost is for fuel only, and does not include other operating and maintenance costs and, more significantly, capacity costs for the importing utility. If the marginal cost of hydro during these periods is taken to be zero, this back-of-the-envelope calculation suggests that Hydro-Quebec received only about one-sixth of a minimum estimate of the potential economic rent on these exports. In our analysis, we assume that all of the hydro rent on exports to U.S. consumers is lost.

3 An exact mathematical solution was provided by Dr. David Binder at Statistics Canada, but its application would have required much greater time and cost than the procedure employed.

## Bibliography


ANDERSON, D. "Models for Determining Least Cost Investments in Electricity Supply." *The Bell Journal of Economics and Management Science* 3 (1972):267-301.

BERNARD, J. T.; BRIDGES, G. E.; and SCOTT, A. D. "An Evaluation of Potential Canadian Hydro Electric Rents." Department of Economics Resource Paper 78, University of British Columbia, Vancouver, February 1982.

BOADWAY, R., and FLATTERS, F. *Equalization in a Federal State: An Economic Analysis*. Economic Council of Canada. Ottawa: Supply and Services Canada, 1982.

BURGESS, D. F. "The Social Discount Rate for Canada: Theory and Empirical Evidence." *Canadian Public Policy* 7 (1981):383-94.

COPITHORNE, L. W. *Natural Resources and Regional Disparities*. Economic Council of Canada. Ottawa: Supply and Services Canada, 1979.

CURRIE, J. M.; MURPHY, J. A.; and SCHMITZ, A. "The Concept of Economic Surplus." *Economic Journal* 81 (1971):741-99.

ECONOMIC COUNCIL OF CANADA. *Financing Confederation: Today and Tomorrow*. Ottawa: Supply and Services Canada, 1982.

JENKINS, G. P. "Capital in Canada: Its Social and Private Performance, 1965-1974." Economic Council of Canada Discussion Paper 98, Ottawa, October 1977.

———. "The Public Sector Discount Rate for Canada: Some Further Observations." *Canadian Public Policy* 7 (1981):399-407.

LITTLECHILD, S. C. "Marginal Cost Pricing with Joint Costs." *Economic Journal* 80 (1970):323-38.

RICARDO, D. *The Principles of Political Economy and Taxation*. Reprint. Homewood, Ill.: Irwin, 1963.

ROBINSON, J. *The Economics of Imperfect Competition*. 2nd ed. New York: St. Martin's Press, 1969.

TURVEY, R. "Marginal Cost." *Economic Journal* 79 (1969):282-99.

Établi en 1963 par une Loi du Parlement, le **Conseil économique du Canada** est une corporation de la Couronne composée d'un président, de deux directeurs et d'au plus vingt-cinq autres membres, qui sont nommés par le gouverneur en conseil.

Le Conseil est un organisme consultatif indépendant dont le mandat lui enjoint de faire des études, donner des avis et dresser des rapports concernant une grande variété de questions rattachées au développement économique du Canada. Le Conseil est autorisé à entreprendre des études et des enquêtes, de sa propre initiative ou à la demande du Ministre, et à faire rapport de ses activités. Chaque année, il doit préparer et faire publier un exposé sur les perspectives et les problèmes économiques à long et à moyen termes. Il peut aussi faire publier les études et les rapports dont la publication lui semble opportune.

Le président est le directeur général du Conseil; il en surveille les travaux et en dirige le personnel. Les montants requis pour acquitter les dépenses du Conseil sont prélevés sur les crédits que le Parlement vote à cette fin.

En tant que personne morale, le Conseil assume l'entière responsabilité des *Exposés annuels*, ainsi que de certains autres rapports qui sont clairement désignés comme étant des *Rapports du Conseil*. Figurent également au nombre des publications du Conseil, les *Études*, *Documents* et *Comptes rendus de colloques*, qui sont explicitement *attribués à des auteurs particuliers* plutôt qu'au Conseil lui-même. Celui-ci établit une politique générale touchant ces textes, mais c'est au président qu'il incombe de prendre la décision finale de faire publier, sous les auspices du Conseil économique du Canada, les ouvrages à nom d'auteur tels que les études, documents et rapports de colloques. Pour se prononcer sur la qualité, l'exactitude et l'objectivité d'une étude ou d'un document attribué à son auteur, le président est conseillé par les deux directeurs. De plus, dans le cas des *études à nom d'auteur*, le président et les deux directeurs sollicitent l'avis de lecteurs extérieurs spécialisés, qui font un rapport confidentiel sur la qualité de ces ouvrages. Le fait de publier une étude ou un document à nom d'auteur ne signifie pas que le président ou les membres du Conseil souscrivent aux conclusions ou recommandations contenues dans l'ouvrage, mais plutôt que l'analyse est jugée d'une qualité suffisante pour être portée à l'attention du public.

# L'or liquide

## Les auteurs

### *Richard C. Zuker*

Économiste principal au Conseil économique du Canada, M. Zuker occupe présentement le poste de directeur associé du programme de recherche sur l'énergie. Il a été précédemment directeur adjoint du groupe responsable de la préparation de deux rapports récents du Conseil économique, *Le financement de la Confédération - D'aujourd'hui à demain*, publié en 1982, et *Terre-Neuve : Au-delà de la dépendance - Pour une productivité accrue à Terre-Neuve*, paru en 1980. Auparavant, il a été à l'emploi d'Hydro-Ontario et du ministère de l'Expansion économique régionale. M. Zuker a étudié à l'Université McGill (M.Sc., M.B.A.) et à l'Université de la Pennsylvanie (M.A., programme de doctorat). Il est l'auteur de divers rapports et articles sur l'élaboration et l'application d'un modèle entrées-sorties interprovincial et sur les programmes de soutien du revenu à Terre-Neuve.

### *Glenn P. Jenkins*

Présentement «Fellow» du Harvard Institute for International Development et chargé de cours à l'Université Harvard, M. Jenkins a été, de 1981 à 1984, sous-ministre adjoint, Politique et législation de l'impôt au ministère fédéral des Finances à Ottawa. Auparavant, il a travaillé comme conseiller en planification du développement auprès du gouvernement de la Malaisie, sous l'égide du Programme des Nations Unies pour le développement. Il a également été assistant professeur de sciences économiques à l'Université Harvard et chargé de cours en gestion financière à l'Université de Chicago. M. Jenkins a étudié à l'Université Carleton (B. Comm.), à l'Université Western Ontario (M.A.) et à l'Université de Chicago (M.A., Ph.D.). Il a été conseiller en finances et en fiscalité auprès du gouvernement canadien et de gouvernements étrangers et est l'auteur de plusieurs ouvrages sur l'inflation et l'investissement au Canada.

RICHARD C. ZUKER
GLENN P. JENKINS
EN COLLABORATION AVEC
HENRY LIM ET PIERRE POIRIER

# L'or liquide

## Production hydroélectrique et rente économique

Les résultats de cette étude demeurent l'entière responsabilité des auteurs et, en tant que tels, n'ont pas reçu l'adhésion des membres du Conseil économique du Canada.

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1984

En vente au Canada par l'entremise de nos

agents libraires agréés
et autres librairies

ou par la poste au:

Centre d'édition du gouvernement du Canada
Approvisionnements et Services Canada
Ottawa, Canada K1A 0S9

N° de catalogue EC22-120/1984F Canada: 5,95 $
ISBN 0-660-91311-9 à l'étranger: 7,15 $

Prix sujet à changement sans avis préalable

This study is also available in English under the title: *Blue Gold*.

# Table des matières


**Introduction** 1

**1 Le concept de rente hydroélectrique** 3
La rente économique 5
L'évaluation de la rente hydroélectrique 5
La demande et l'offre 6

**2 La minimisation des coûts, les coûts d'option et le calcul de la rente hydroélectrique** 11
Système exclusivement thermique 11
Système combinant des installations thermiques et hydroélectriques 14
L'évaluation de la rente hydroélectrique 16
Coûts économiques et coûts financiers 17
L'inefficacité du système actuel 19

**3 Conception d'un système de remplacement exclusivement thermique** 21
La conception de plans d'expansion optimaux 21
Résultats de l'estimation pour un système exclusivement thermique 25

**4 L'estimation de la rente économique provenant de la production d'énergie hydroélectrique** 27
Le coût économique du système actuel 27
Le capital affecté à la production 28
Le combustible 28
L'entretien et l'exploitation des installations de production 28
Les achats d'électricité 29
Les installations servant à la transmission de l'électricité 29
Le capital immobilisé dans le réseau de distribution 29
L'entretien et l'exploitation des installations de transmission 29
L'entretien et l'exploitation du réseau de distribution 29
Les autres immobilisations 29
L'actif courant net et les autres investissements 30
Le coût économique d'un système exclusivement thermique au moindre coût 30
La production 30
Les stocks de combustible 31
Les autres investissements et éléments de l'actif courant net 31
Les autres immobilisations 31
Le réseau de distribution 31
La distribution, l'exploitation et l'entretien 31
Le transport de l'électricité 32

Sommaire des estimations 32
La rente économique sur l'électricité de Churchill Falls 33
Prix plus élevés et rente hydroélectrique 33
Comparaison des résultats avec ceux provenant d'études antérieures 35

**5 Estimation de la répartition interprovinciale de la rente hydroélectrique sur la base de la consommation 37**
La répartition de la rente hydroélectrique 38

**6 Sommaire et conclusions 41**

**Annexe 43**

**Notes 47**

**Bibliographie 49**

**Liste des tableaux**

1-1 Énergie hydroélectrique 3
1-2 Importance de l'énergie hydroélectrique 4
3-1 Coûts de production 26
4-1 Sommaire des coûts et recettes de l'électricité et de la rente hydroélectrique dans quatre provinces, 1979 32
4-2 Comparaison des estimations de la rente hydroélectrique, 1979 35
5-1 Redistribution nette de la rente hydroélectrique, Canada, 1979 39

**Liste des figures**

1-1 La rente économique 6
1-2 Courbe caractéristique de la demande quotidienne pour un fournisseur d'électricité 7
1-3 Courbe caractéristique de la demande annuelle pour un fournisseur d'électricité 8
1-4 Courbe caractéristique de la durée des divers niveaux de consommation horaire pendant l'année pour un fournisseur d'électricité 9
2-1 Coût de fonctionnement de diverses installations de production thermique 11
2-2 Minimisation du coût de production dans un système basé exclusivement sur l'énergie thermique 12
2-3 Minimisation du coût de production dans un système basé sur l'énergie thermique et l'hydroélectricité 15
3-1 Combinaison optimale pour une courbe donnée de durée des divers niveaux de consommation horaire pendant l'année 23
4-1 Mesure de la rente économique 34

# L'or liquide

# Introduction

La forte augmentation du prix international du pétrole depuis 1973 s'est traduite par une hausse correspondante de la valeur des réserves pétrolières et gazières au Canada. Comme le coût de production des réserves classiques ne s'est pas accru à un rythme comparable, il en est résulté une hausse significative de la rente économique provenant de l'exploitation de ces ressources.

De même, l'augmentation du prix international du pétrole a fait croître la valeur d'autres ressources, comme les dépôts de charbon et les sites hydroélectriques, susceptibles de remplacer le pétrole comme source d'énergie. C'est principalement l'ouest du Canada, et plus particulièrement l'Alberta, qui a bénéficié de la valeur accrue des réserves gazières et pétrolières et des recettes au titre de la production de pétrole. Mais l'augmentation de la valeur des sites hydroélectriques présentement en exploitation a surtout avantagé le Québec, l'Ontario, le Manitoba et la Colombie-Britannique.

Contrairement aux avantages associés à l'exploitation de sites hydroélectriques à faible coût, qui sont généralement transmis aux consommateurs sous la forme de tarifs moins élevés, l'augmentation des prix du pétrole s'est traduite par une augmentation considérable des recettes des provinces productrices. Cette hausse des recettes pétrolières dans certaines provinces s'est repercutée sur l'accord de péréquation actuellement en vigueur entre le gouvernement fédéral et les provinces, accord dont le financement est assuré par le fédéral. Selon les termes de cette entente, le gouvernement fédéral se voyait alors obligé de verser des montants additionnels élevés à plusieurs des autres provinces au titre de la péréquation. Ce dernier a réagi en adoptant une série de mesures destinées à restreindre les paiements de péréquation résultant de l'accroissement des recettes sur les ressources naturelles, notamment les recettes tirées de l'exploitation pétrolière et gazière. Les changements ainsi apportés au régime de péréquation ont remis en cause les principes mêmes qui sous-tendent ce genre de programme.

Dans le cadre des recherches qu'il a entreprises sur les relations fiscales entre le gouvernement fédéral et les provinces[1], le Conseil économique du Canada a parrainé une étude visant à analyser les principes fondamentaux qui devraient guider un programme de péréquation. Cette étude[2] a abouti à la conclusion que, pour des raisons d'équité et d'efficience, il serait souhaitable que le Canada dispose d'un programme de péréquation destiné à éliminer les différences entre les résidants des diverses provinces sur le plan des avantages fiscaux nets, ceux-ci étant définis comme la valeur des avantages que retire un résidant d'une province de l'ensemble des activités du secteur public, moins les impôts que cette personne doit verser.

Dans la mesure où les recettes perçues par les provinces au chapitre des ressources naturelles servent à financer des services publics ou à réduire le taux de l'impôt provincial, ces recettes devraient être prises en compte dans la formule de péréquation. Dans une optique d'efficience économique, l'étude conclut qu'il faut viser à égaliser l'ensemble des recettes par habitant entre les diverses provinces[3].

Les avantages découlant de tarifs d'électricité moins élevés, qui sont attribuables à l'existence de sites de production d'électricité à faible coût, ne profitent pas aux résidants de toutes les provinces. Aux termes de la proposition qui précède, il faudrait donc égaliser les avantages fiscaux imputables à la consommation d'hydroélectricité, au même titre que les avantages liés à l'exploitation du pétrole et du gaz ou d'autres ressources naturelles. La plupart des recettes recueillies par les provinces au titre des ressources naturelles figurent dans les comptes économiques et financiers, mais ce n'est pas le cas pour la rente économique provenant de la production d'énergie hydroélectrique. Même si les provinces décidaient de récupérer cette rente en modifiant les politiques de prix des services publics d'électricité, il leur faudrait d'abord estimer le montant de la rente économique susceptible d'être recueillie.

Dans le présent document, nous tentons d'estimer la valeur de la rente économique découlant de la production d'hydroélectricité. L'estimation porte sur l'année 1979, dernière période pour laquelle on disposait d'une série complète de données au moment où l'étude a été effectuée. Les estimations portent sur l'énergie hydroélectrique produite (ou consommée) par les services publics de quatre provinces : le Québec (y compris Churchill Falls), l'Ontario, le Manitoba et la Colombie-Britannique. Ces quatre provinces comptent pour 93 % de l'énergie hydroélectrique produite au Canada en 1979. À partir des chiffres estimatifs établis pour ces

quatre provinces, nous avons calculé la valeur approximative de la rente associée à la production hydroélectrique dans les autres provinces. Il convient de souligner que plus de 11 % de l'énergie hydroélectrique produite au Canada en 1979 provenait d'établissements industriels. La rente économique découlant de cette production n'a cependant pas été estimée dans le cadre de cette étude.

Selon nos calculs, la rente économique tirée de la production d'hydroélectricité au Québec, au Manitoba et en Colombie-Britannique s'élevait à environ 4 milliards de dollars en 1979. Approximativement 47 % de ce montant est attribuable à des sites sous contrôle québécois. Par ailleurs, un peu plus de 30 % de la rente économique dont bénéficie le Québec provient du site de Churchill Falls. Les sites hydroélectriques de l'Ontario comptent pour environ 19 % de la rente économique de l'ensemble des quatre provinces, alors que la part du Manitoba et de la Colombie-Britannique s'établit à 13 % et à 21 %, respectivement.

À la lumière de ces estimations, une comparaison du bien-être économique relatif des résidants des diverses provinces qui ne tiendrait pas compte de la valeur de cette ressource risquerait d'aboutir à des résultats trompeurs.

# 1 Le concept de rente hydroélectrique

Les statistiques présentées aux tableaux 1-1 et 1-2 donnent un aperçu de l'importance relative de la production d'énergie hydroélectrique par rapport à l'ensemble de l'électricité produite et consommée au Canada en 1979. Cette année-là, l'énergie hydroélectrique comptait pour plus de 94 % de l'électricité produite dans quatre provinces – le Québec, le Manitoba, la Colombie-Britannique et Terre-Neuve – et pour plus des deux tiers de l'électricité produite dans l'ensemble du pays. L'Île-du-Prince-Édouard était la seule province à ne posséder aucune centrale hydroélectrique.

## Tableau 1-1

### Énergie hydroélectrique

Part de l'énergie hydroélectrique dans la production totale d'électricité des services publics d'électricité et des établissements industriels, et rapport entre la consommation et la production, par province et territoire, Canada, 1979

En pourcentage

| | Services publics d'électricité | | | Établissements industriels | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Production d'énergie hydroélectrique en pourcentage de la production totale d'électricité | Part relative de la production d'énergie hydroélectrique au Canada | Consommation d'électricité par rapport à la production* | Production d'énergie hydroélectrique en pourcentage de la production totale d'électricité | Part relative de la production d'énergie hydroélectrique au Canada |
| Terre-Neuve | 96,9<br>(82,7)† | 19,3<br>(3,0)† | 15,5<br>(99,7) | 1,3<br>(8,0)† | 2,0 |
| Île-du-Prince-Édouard | – | – | 491,8 | – | – |
| Nouvelle-Écosse | 19,9 | 0,5 | 106,4 | 3,4 | 0,1 |
| Nouveau-Brunswick | 36,4 | 1,4 | 90,9 | 2,1 | 0,2 |
| Québec | 94,7<br>(96,3)† | 34,6<br>(51,0)† | 128,7<br>(83,7) | 15,7<br>(11,2)† | 50,0 |
| Ontario‡ | 38,6 | 18,8 | 95,4 | 4,5 | 6,9 |
| Manitoba | 99,5 | 9,5 | 61,9 | – | – |
| Saskatchewan | 26,8 | 1,1 | 113,4 | 3,5 | 0,3 |
| Alberta | 7,0 | 0,7 | 98,4 | – | – |
| Colombie-Britannique | 98,2 | 13,8 | 96,6 | 27,4 | 40,4 |
| Yukon et Territoires du Nord-Ouest | 74,3 | 0,3 | 100,0 | 3,7 | 0,0 |
| Canada | 67,9 | 100,0 | 90,3 | 11,4 | 100,0 |

*Calculé de la façon suivante :

$$\frac{\left[\text{Ventes pour consommation finale}\right] + \left[\text{Ventes à des établissements industriels}\right] - \left[\text{Achats auprès d'établissements industriels}\right]}{\left[\text{Production totale}\right] - \left[\text{Quantité consommée dans l'usine même}\right] - \left[\text{Pertes et quantités non prises en compte}\right]}$$

†Les chiffres entre parenthèses sont calculés en tenant compte des 35 220 700 mégawatts-heures d'hydroélectricité expédiés de Churchill Falls et réaffectés de Terre-Neuve au Québec.

‡L'énergie consommée dans l'usine même est réduite du volume utilisé par Hydro-Ontario pour produire de l'eau lourde, ainsi que dans des chantiers de construction. Ainsi, la consommation et la production nette sont accrues de 701 925 mégawatts-heures; (voir Hydro-Ontario, *Statistical Yearbook*, 1979, p. 41).

SOURCES Statistique Canada, *Statistiques de l'énergie électrique*, vol. 2, *Statistiques annuelles* nº 57-202, au catalogue, 1979, tableaux 2 et 3.

Un examen de la répartition par province indique que le Québec fournissait plus d'un tiers de l'hydroélectricité produite au Canada, Terre-Neuve, près de 20 %, l'Ontario, environ 19 %, la Colombie-Britannique, quelque 14 % et le Manitoba, un peu moins de 10 %. L'énergie de Churchill Falls vendue au Québec représentait plus de 16 % de la production hydroélectrique du Canada.

Le rapport entre la consommation d'énergie électrique et la production nette donne une indication de la position (excédentaire ou déficitaire) d'une province au chapitre des approvisionnements en électricité. Ainsi, en 1979, l'Île-du-Prince-Édouard a consommé près de cinq fois autant d'électricité qu'elle en a produite sur une base nette[1]. Par contre, Terre-Neuve a exporté environ 85 % de l'électricité produite, alors que les exportations nettes du Manitoba se sont élevées à près de 40 % de la production nette. Les exportations nettes d'électricité représentaient moins de 10 % de la production nette en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick, en Ontario, en Alberta et en Colombie-Britannique. Au Québec, la consommation a dépassé de 29 % la production, mais si l'on inclut la production de Churchill Falls dans celle du Québec, la consommation ne représente alors que 83 % de la production. Les exportations nettes à destination des États-Unis ont compté pour 10 % de la production nette d'électricité au pays.

Les établissements industriels ont fourni plus de 11 % de l'énergie hydroélectrique produite au Canada en 1979. L'importance relative de la production des établissements industriels, comparativement à celle des services publics, était la plus élevée en Colombie-Britannique et au Québec, où l'industrie comptait pour plus de 25 % et plus de 15 %, respectivement, de l'hydroélectricité générée. La répartition par province montre que le Québec et la Colombie-Britannique représentaient 50 % et 40 %, respectivement, de la production hydroélectrique d'origine industrielle au Canada en 1979.

Le tableau 1-2 fait voir la répartition de l'énergie produite et consommée au pays, selon les diverses sources d'énergie, sur la base de leur équivalence calorifique. Pour mesurer, sur une base comparable, l'énergie nucléaire et l'hydroélectricité à l'énergie produite par les combustibles fossiles, les volumes des deux premières formes d'énergie sont multipliés par un facteur de près de trois, puisque la conversion des combustibles fossiles en électricité, dans les centrales thermiques, entraîne une perte de près des deux tiers de leur valeur calorifique. Il faut donc faire un rajustement pour que la valeur calorifique des kilowatts-heure générés par le biais de l'énergie nucléaire et de l'énergie hydroélectrique soit comparable à celle des combustibles fossiles utilisés pour produire de l'électricité. Au tableau 1-2, la valeur calorifique de l'hydroélectricité et de l'énergie nucléaire tient compte de cette correction. Sur cette base, l'hydroélectricité représentait environ 25 % de la production et de la consommation d'énergie au Canada en 1979.

## Tableau 1-2

### Importance de l'énergie hydroélectrique

Production et consommation d'énergie selon la source, Canada, 1979

| | Production primaire | | Consommation‡ |
|---|---|---|---|
| | Brute* | Nette† | |
| | (en pourcentage) | | |
| Charbon et vapeur | 8,0 | 2,4 | 3,6 |
| Pétrole brut | 34,5 | 33,2 | 38,9 |
| Gaz naturel | 29,6 | 28,6 | 19,6 |
| Énergie électrique | 27,8 | 35,7 | 37,9 |
| Thermique | – | 7,9 | 9,2 |
| Nucléaire | 3,3 | 3,3 | 3,5 |
| Hydroélectricité | 24,5 | 24,5 | 25,2 |
| | (térajoules) | | |
| Énergie totale | 10 424 083 | 10 424 083 | 8 215 686 |

*La production primaire brute correspond à la production « primaire » enregistrée par Statistique Canada, sauf que l'hydroélectricité et l'électricité de source nucléaire sont évaluées à 10,5 plutôt qu'à 3,6 térajoules par gigawatt-heure afin de tenir compte de leur équivalence par rapport au combustible fossile.

†La production primaire nette est calculée en déduisant de la production de charbon, de pétrole brut et de gaz naturel l'énergie utilisée sous forme primaire ou secondaire pour produire de l'électricité thermique. On a utilisé au total 828 013 térajoules d'énergie provenant de ces combustibles (ainsi que des quantités négligeables de certains autres combustibles) pour produire de l'électricité thermique. Les kilowatts-heures d'électricité produite avaient une valeur calorifique de 276 257 térajoules (lorsqu'on les évalue à 3,6 térajoules par gigawatt-heure), ce qui représente une perte d'environ les deux tiers dans la conversion sous forme d'énergie électrique.

‡La consommation comprend les formes primaires et secondaires. L'hydroélectricité et l'électricité de source nucléaire sont évaluées sur la base de leur équivalent en combustible fossile. La différence entre la production primaire nette et la consommation d'énergie est imputable aux facteurs suivants : exportations, importations, consommation des producteurs, utilisation à d'autres fins que la production énergétique, variation des stocks ainsi qu'à un certain nombre d'autres ajustements mineurs.

SOURCES Statistique Canada, *Bulletin trimestriel - disponibilité et écoulement d'énergie au Canada*, nº 57-003 au catalogue, 1979-IV, tableau 1-B, et, *Statistiques de l'énergie électrique*, vol. 2, *Statistiques annuelles* nº 57-202 au catalogue, 1979, tableaux 2 et 11.

## La rente économique

La production ou l'exploitation d'une ressource naturelle donne lieu à une rente économique lorsque le prix obtenu sur un marché parfaitement concurrentiel pour cette ressource (ou pour les biens et services tirés de l'utilisation de cette ressource) dépasse le coût de production correspondant à la méthode la plus efficace (la moins coûteuse). Le coût de production comprend le coût du travail et un rendement (approprié) sur le capital investi[2]. Le coût minimal de production dépend de certaines caractéristiques propres à la ressource en cause, notamment sa qualité relative, la difficulté d'exploitation relative et la technologie de production utilisée[3]. Il peut y avoir rente économique sur une ressource naturelle parce que, à un endroit donné et avec une technologie donnée, l'offre de cette ressource est fixe. La rente a donc tendance à varier selon l'endroit et à fluctuer dans le temps à mesure que se modifient les techniques de production[4]. Avec un coût de production constant, un prix du marché supérieur aux coûts de production engendrera des bénéfices économiques puisque le rendement obtenu du capital ou de la main-d'œuvre sera supérieur au coût d'option de ces facteurs[5].

La figure 1-1 illustre de façon simple le principe de la rente économique; les ressources sont produites en des endroits différents, caractérisés par des coûts de production différents et une capacité fixe. À titre d'exemples, on peut penser à divers champs pétrolifères, à des dépôts de minéraux de qualité diverse ou à divers sites hydroélectriques. Dans la figure 1-1, les sources de production sont présentées par ordre croissant des unitaires.

Dans un tel marché, si le coût unitaire pour la source de production la plus coûteuse correspond au prix du marché, cette source (marginale) ne produit alors aucune rente économique. Par contre, pour toutes les sources d'approvisionnement inframarginales dont les coûts unitaires sont inférieurs au prix du marché il y a une rente économique sur chaque unité de production. Cette rente équivaut à la différence entre le prix du marché et le coût unitaire de production. Comme l'indique la figure 1-1, la rente économique totale que l'on peut obtenir de la production d'une source d'approvisionnement donnée est représentée par le rectangle délimité au-dessous par le coût de production et au-dessus par le prix du marché.

La ligne en escalier, qui représente le coût unitaire de production, constitue la courbe d'offre de l'industrie. Le prix du marché, ou le prix de référence pour l'évaluation de la rente économique, est donc tout simplement le coût marginal correspondant au niveau de production où l'offre et la demande sont en équilibre.

## L'évaluation de la rente hydroélectrique

L'analyse précédente montre qu'il faut estimer deux variables pour pouvoir évaluer la rente hydroélectrique, à savoir le coût marginal de l'offre d'énergie hydroélectrique, qui fournit le prix de référence, et le coût de production de cette électricité.

Il y a essentiellement deux façons opposées d'aborder l'évaluation du coût d'option marginal de la production hydroélectrique. La différence réside dans l'interprétation que l'on fait du service fourni par l'électricité.

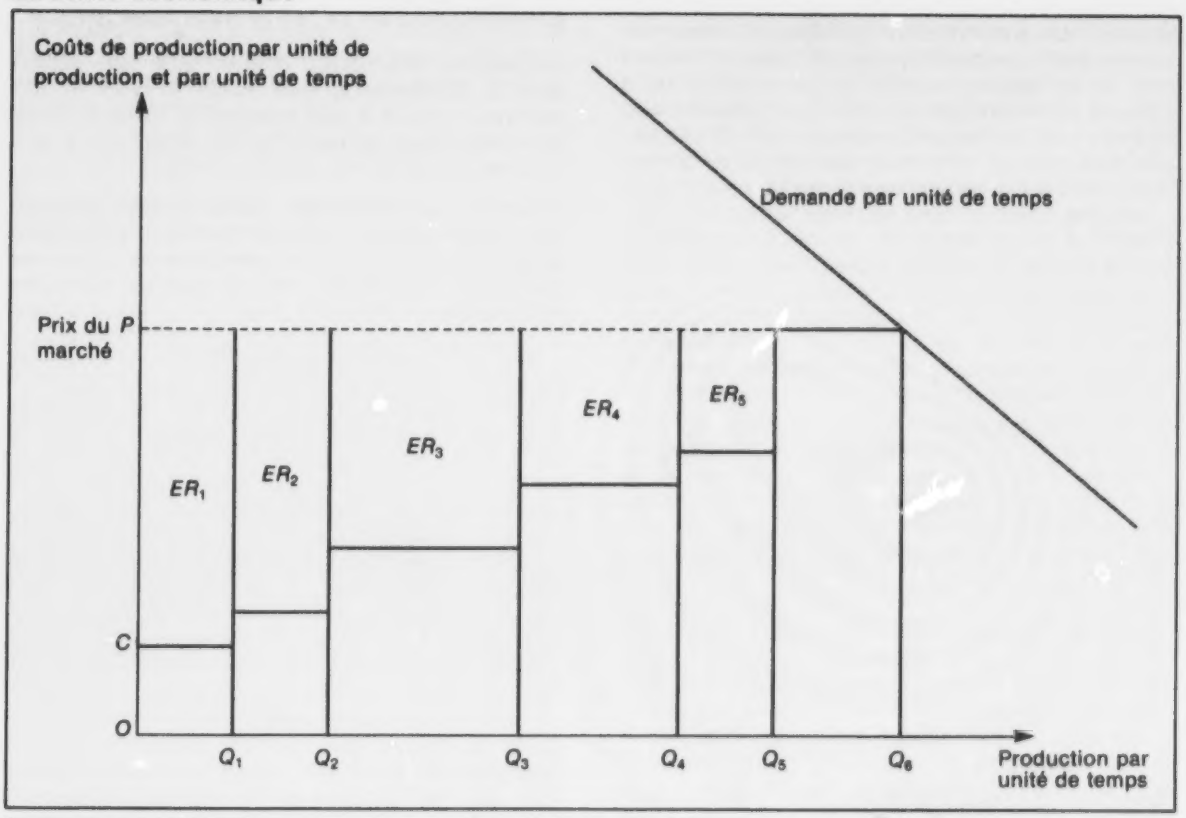
D'un côté, l'électricité peut être considérée globalement comme de l'énergie. Ainsi on peut estimer le montant qu'il en coûterait pour fournir aux utilisateurs une quantité donnée d'énergie (mesurée en BTU ou en joules), soit directement à partir des produits pétroliers raffinés ou du gaz naturel, ou encore d'une source de production hydroélectrique. Cette méthode ne tient cependant pas compte du fait que l'électricité est utilisée à des fins diverses, notamment pour le chauffage, l'éclairage et la production de force motrice, chacune ayant une source d'énergie de substitution à moindre coût différente. Ainsi, pour le chauffage, le substitut le moins coûteux serait sans doute un système au mazout ou au gaz. S'il s'agit de remplacer l'électricité utilisée pour l'éclairage et les moteurs électriques, l'énergie provenant d'autres sources devra aussi se présenter sous forme d'électricité. Le coût d'option de l'énergie hydroélectrique doit alors comprendre non seulement le coût du combustible, mais également le coût en capital lié à l'utilisation d'autres sources d'énergie.

Une autre méthode consiste à déterminer la solution de remplacement la moins coûteuse pour l'énergie provenant des sites hydroélectriques uniquement. Cette méthode présente deux avantages par rapport à la première. Elle permet de mesurer le coût le plus faible pour la production d'un service identique, c'est-à-dire d'un substitut parfait, et elle déterminera tout probablement le coût minimal pour le remplacement de l'hydroélectricité puisqu'elle prend en compte les économies d'échelle.

Si la meilleure façon de procéder est de déterminer le système qui pourrait remplacer l'hydroélectricité au moindre coût, nous avons, là encore, le choix entre deux approches. La première consisterait à estimer le coût minimum de la construction de nouvelles centrales pour remplacer les installations hydroélectriques existantes, en maintenant constant le reste du système de production et de distribution de l'électricité[6]. L'écart entre le coût de production de ces

**Figure 1-1**

**La rente économique**




nouvelles centrales et le coût réel des installations hydroélectriques actuelles fournirait alors une estimation des économies réalisées, c'est-à-dire de la rente économique associée à la production hydroélectrique. La seconde méthode consiste à estimer le coût minimal d'un système de production entièrement nouveau qui fournirait toute l'électricité produite par le système en place. Un nouveau système permet d'éviter les difficultés habituellement associées à l'imprécision des projections portant sur les prix, les quantités demandées et les coûts de production. Dans ce cas, la différence entre les coûts des deux systèmes pourrait servir à estimer la rente économique réalisée sur la production hydroélectrique.

## La demande et l'offre

Une des caractéristiques fondamentales de la demande d'électricité est qu'elle fluctue considérablement dans le temps. Comme il est très coûteux de stocker de l'électricité, celle-ci doit être produite au moment-même où on en a besoin.

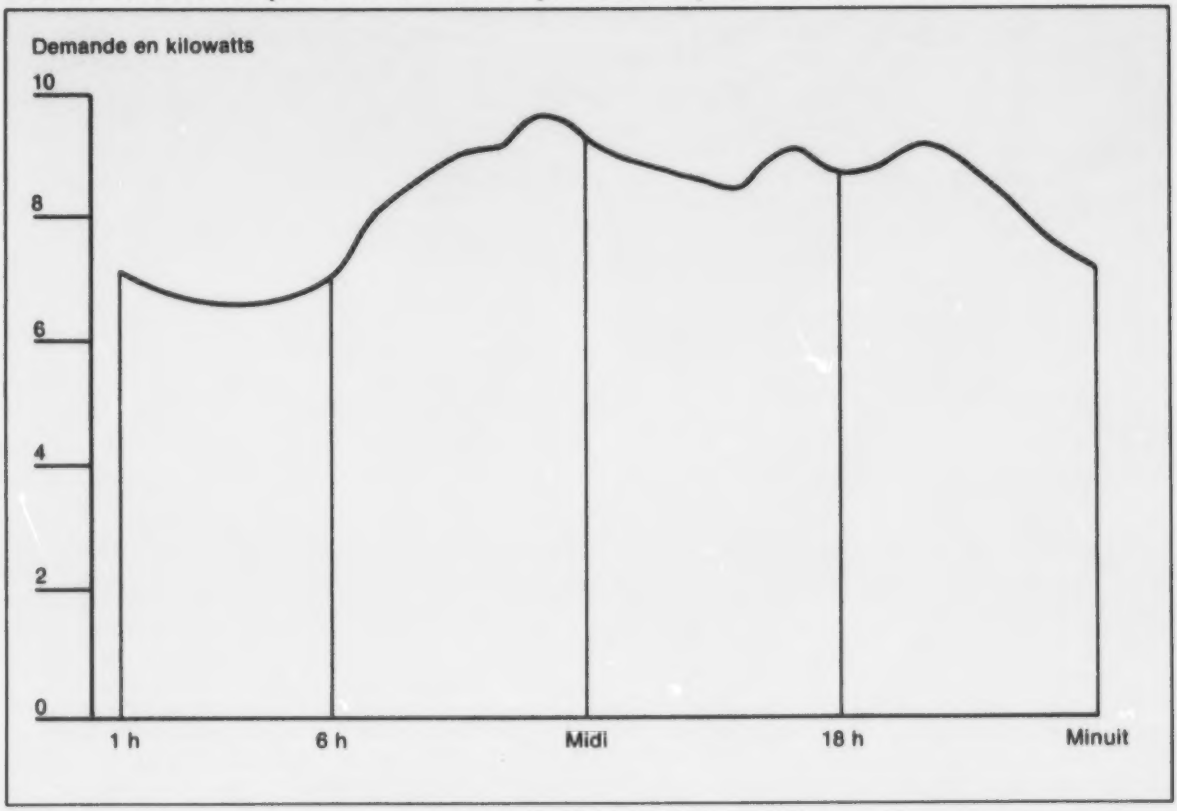
La figure 1-2 illustre la courbe de demande typique d'un fournisseur d'électricité au cours d'une journée. La demande, ou la consommation, est généralement calculée en kilowatts ou en mégawatts; ainsi, la superficie située sous la courbe représente assez bien le volume total de l'énergie demandée au cours de la journée. C'est généralement au cours de la nuit que la demande est à son niveau le plus faible.

On pourrait également dessiner un graphique des demandes horaires pour chaque heure de l'année, chronologiquement. C'est ce que nous illustrons, sous forme simplifiée, à la figure 1-3. Au Canada, la demande est généralement beaucoup plus élevée au cours de l'hiver, alors que les besoins de chauffage sont élevés. La demande de pointe, ou la consommation horaire de pointe, pour l'année se présente généralement un jour d'hiver, où il fait extrêmement froid.

La demande de pointe au cours d'une année est une variable très importante aux fins de la planifica-

**Figure 1-2**

**Courbe caractéristique de la demande quotidienne pour un fournisseur d'électricité**




tion, puisqu'il s'agit du volume maximal d'énergie électrique qui devra être fourni par les installations à un moment donné au cours de l'année. En l'absence d'importations, le système doit disposer d'une capacité de production suffisamment élevée pour répondre à cette demande de pointe. De plus, en raison du temps requis pour la planification et la construction de grandes centrales électriques et de la longue durée d'utilisation de ces installations, les fournisseurs d'électricité doivent planifier leur système de production à partir de projections de la demande de pointe pour de nombreuses années à venir.

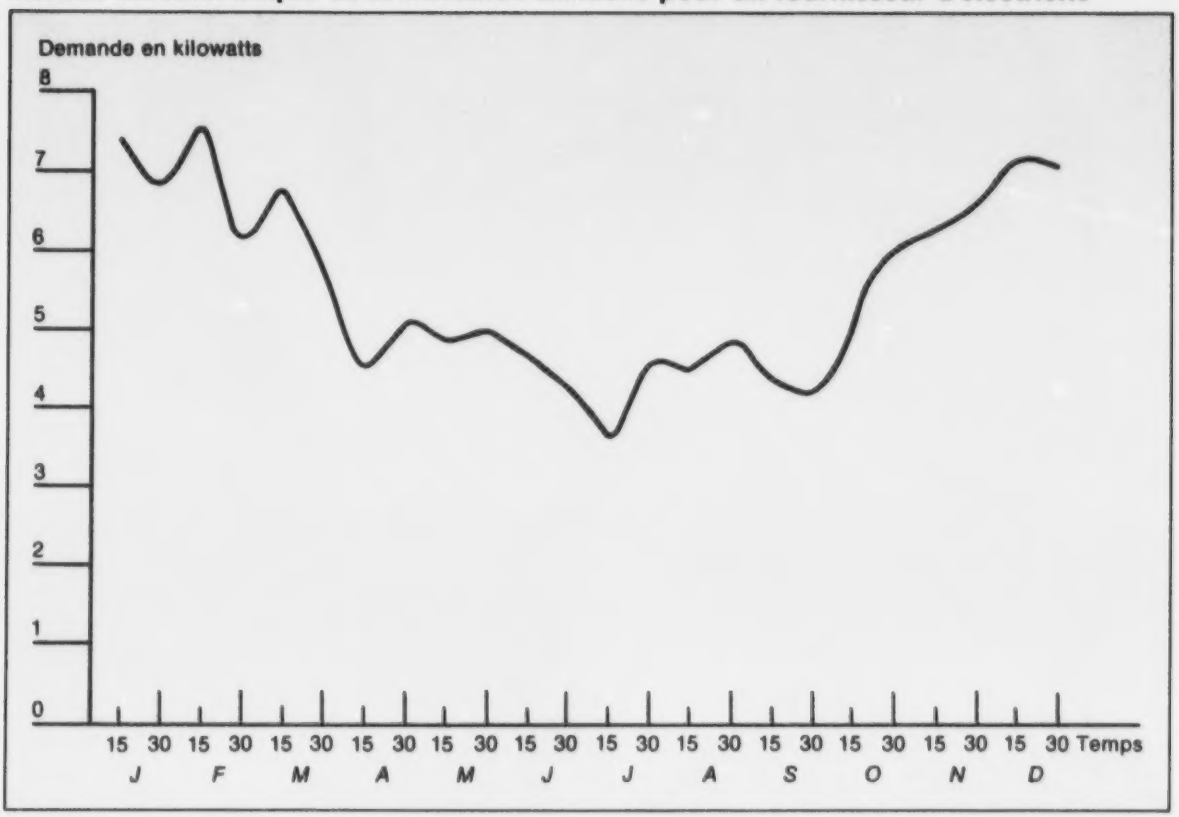
Le système doit aussi disposer d'une capacité de réserve excédant la demande de pointe projetée pour tenir compte de facteurs comme les erreurs de prévision, les pannes ou encore le bas niveau de l'eau dans les réservoirs alimentant les centrales hydroélectriques. La capacité de réserve jugée prudente par les services publics d'électricité au Canada varie entre environ 12 et 25 % de la demande de pointe, le pourcentage étant fonction des divers types d'installations de production en place. Les sociétés productrices tentent souvent de réduire la demande de pointe en passant des contrats d'approvisionnement avec l'industrie prévoyant certaines interruptions, ce qui leur permet de réduire le volume d'électricité fourni à ces entreprises à des moments critiques afin de limiter la demande totale.

On pourrait classer les divers niveaux de consommation horaire enregistrés pendant une année selon un ordre décroissant. Le tableau ainsi obtenu donne le nombre d'heures au cours de l'année pendant lesquelles la demande horaire était supérieure ou égale à des niveaux donnés. La représentation graphique du nombre d'heures pendant lesquelles ces niveaux de demande ont été atteints est appelée «la courbe de durée des niveaux de consommation horaire pendant l'année». La figure 1-4 présente une telle courbe pour un fournisseur d'électricité.

À la figure 1-4, le niveau le plus élevé de demande atteint pendant une heure donnée au cours de l'année correspond à $D_1$ kilowatts alors que le niveau

**Figure 1-3**

**Courbe caractéristique de la demande annuelle pour un fournisseur d'électricité**



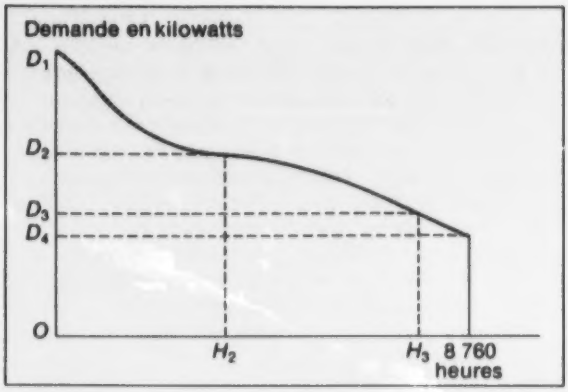

le plus faible est $D_4$ kilowatts. Pendant $H_2$ heures des 8 760 heures que compte une année, la demande a été supérieure ou égale à $D_2$ kilowatts, ou encore $D_2$ est la demande horaire minimale pendant $H_2$ heures. De même, pendant $H_3$ heures de l'année, la demande a été supérieure ou égale à $D_3$ kilowatts et la demande a été inférieure à $D_3$ kilowatts pendant (8 760 – $H_3$) heures durant l'année. Il importe de souligner que la superficie située sous cette courbe de consommation est une approximation à peu près exacte de la quantité d'énergie demandée au cours de l'année.

Le facteur de consommation annuelle est le rapport entre la moyenne des demandes horaires de l'année et la demande horaire de pointe au cours de l'année. Il correspond au ratio de la superficie située au-dessous de la courbe de consommation annuelle par rapport à celle du rectangle délimité au-dessus par la demande de pointe et, à droite, par le nombre total d'heures que compte une année, soit la quantité totale d'énergie qui serait demandée si la demande de pointe se maintenait pendant toute l'année. On pourrait tout aussi bien définir un facteur de consommation quotidienne ou mensuelle. Le facteur de consommation annuelle mesure donc la régularité ou le degré de stabilité de la courbe de durée des divers niveaux de consommation horaire pendant l'année. Ainsi, à l'extrême, si le facteur de consommation annuelle était égal à l'unité, soit sa valeur maximale, la demande horaire sera la même tout au long de l'année donnant une courbe horizontale pour la durée des divers niveaux de consommation. Si, par contre, le facteur de consommation annuelle a une valeur peu élevée, la courbe de durée aura tendance à chuter brusquement vers la droite.

Pour la plupart des grandes sociétés publiques produisant de l'électricité au Canada, le facteur de consommation annuelle est généralement de l'ordre de 0,55 à 0,70. Outre quelques exceptions d'importance, les producteurs d'électricité préfèrent généralement afficher des facteurs de consommation élevés puisque cela leur permet de réduire les coûts unitaires

**Figure 1-4**

**Courbe caractéristique de la durée des divers niveaux de consommation horaire pendant l'année pour un fournisseur d'électricité**




de production. Pour obtenir une courbe plus lisse ou plus horizontale, il faudrait que les utilisateurs modifient leur comportement ou adoptent des innovations technologiques susceptibles de changer les profils de consommation[7]. Il en résulterait certains coûts pour les utilisateurs. L'évolution de la courbe de consommation vers une minimisation des coûts pour l'ensemble de la société constitue une question de première importance qui est largement tributaire des politiques de prix et de commercialisation pratiquées par les fournisseurs d'électricité.

Les figures 1-2, 1-3 et 1-4 font voir que les variations de la demande horaire sur une base quotidienne ou saisonnière posent une difficulté de taille pour les services publics d'électricité, alors que ces derniers tentent de minimiser leurs coûts de production tout en répondant à la demande. Afin de disposer d'une capacité suffisante pour répondre à la demande de pointe, ces sociétés doivent maintenir des installations de production qui ne seront pas utilisées à temps plein. Certaines de ces installations ne seront même utilisées que quelques heures par année[8].

De quelle façon les services publics d'électricité tentent-ils de minimiser les coûts de production dans de telles circonstances ? Généralement, c'est en ayant recours à différentes techniques pour la production de l'électricité. Un facteur important à cet égard est la différence qui peut exister entre diverses techniques dans la composition des coûts fixes et variables de production d'un kilowatt d'électricité. Les techniques de production se distinguent également en fonction des possibilités qu'elles offrent pour modifier le niveau de production dans un court délai et en fonction des coûts de démarrage et d'arrêt afférents aux variations du niveau de production.

Prenons par exemple le cas d'un barrage hydroélectrique où l'écoulement de l'eau sert au fonctionnement des turbines. Ces installations entraînent généralement des coûts fixes très élevés par kilowatt de capacité, mais une fois les installations construites, le coût variable par heure d'exploitation (ou par kilowatt-heure d'électricité produite) est très faible, voire négligeable.

Les centrales nucléaires sont également caractérisées par un coût en capital fixe élevé et par des coûts d'exploitation relativement faibles. Cependant, comme il est difficile et coûteux de modifier sensiblement le niveau de production dans un court délai, il est plus efficace de faire fonctionner les centrales nucléaires sur une base continue et à un niveau voisin de la capacité maximale.

Les centrales thermiques alimentées au charbon viennent ensuite, avec des coûts fixes par kilowatt de capacité plus faibles que ceux des centrales nucléaires, mais avec des coûts variables plus élevés par kilowatt-heure d'énergie produite. Les coûts variables y sont plus élevés en raison du coût du combustible utilisé. Il est cependant moins coûteux de faire varier rapidement le niveau de production d'une centrale thermique, comparativement à une centrale nucléaire. Les coûts fixes des centrales alimentées au mazout son généralement inférieurs à ceux des centrales au charbon, mais par contre leurs coûts d'exploitation sont plus élevés.

Viennent enfin les turbines à gaz qui comportent des coûts fixes relativement faibles par kilowatt de capacité, mais dont les coûts variables unitaires sont élevés en raison du coût du combustible. Les turbines à gaz offrent par ailleurs la possibilité d'être mises en exploitation à un faible coût.

Pour répondre à la demande de pointe au cours d'une journée ou d'une saison, il est également possible d'avoir recours à des centrales hydroélectriques « de pointe ». Ces systèmes reposent sur l'utilisation de réservoirs situés près des grands barrages, de sites hydroélectriques saisonniers ou encore d'installations de stockage d'eau. Ces installations peuvent être mises en opération très rapidement et exploitées à des coûts variables faibles aussi longtemps que durent les réserves d'eau.

# 2 La minimisation des coûts, les coûts d'option et le calcul de la rente hydroélectrique

Au premier chapitre, nous avons défini la rente hydroélectrique comme étant l'économie réalisée au niveau des coûts de production de l'électricité en raison de l'existence de ressources hydroélectriques. Dans la plupart des cas, le substitut le moins coûteux à l'énergie hydroélectrique est l'énergie d'origine nucléaire ou thermique. Nous verrons maintenant quels sont les concepts qui sous-tendent la minimisation des coûts pour des systèmes de production exclusivement basés sur l'énergie thermique ou des systèmes mixtes combinant des installations thermiques et hydroélectriques.

## Système exclusivement thermique

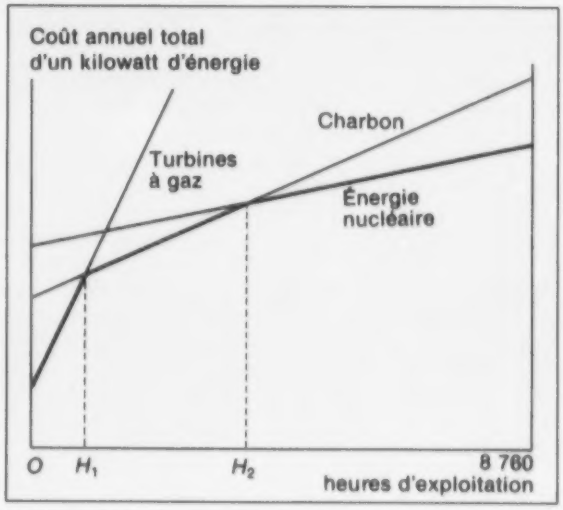
La figure 2-1 fait voir la nature des coûts fixes et variables de systèmes de production thermiques faisant appel au combustible nucléaire, au charbon ou au gaz. Pour chacune de ces techniques, une ligne indique le coût annuel total de l'offre d'un kilowatt d'énergie lorsque le système fonctionne durant un nombre donné d'heures au cours de l'année. La pente de la ligne donne le coût marginal d'un kilowatt d'énergie pour une heure supplémentaire dans l'année. À l'aide de ce diagramme, nous pouvons déterminer quelle technique de production peut fournir de l'électricité au moindre coût, selon le nombre d'heures pendant lesquelles la demande d'énergie se situe à un niveau donné.

Ainsi, s'il faut fournir de l'énergie pendant plus de $H_2$ heures au cours de l'année, c'est le système de production fondé sur l'énergie nucléaire qui est le moins coûteux. Pour l'énergie requise durant moins de $H_2$ heures mais plus de $H_1$ heures au cours de l'année, il est plus économique d'utiliser un système fonctionnant au charbon. Pour les quantités d'énergie demandées de moins de $H_1$ heures, ce sont les turbines à gaz qui offrent la solution la moins coûteuse.

En combinant ces données à un diagramme de la courbe de durée des niveaux de consommation horaire pendant l'année, on peut voir comment un service public d'électricité utiliserait les différents types d'installations pour répondre aux divers niveaux de demande horaire tout en minimisant ses coûts. C'est précisément ce qu'illustre la figure 2-2, où la courbe de durée des divers niveaux de consommation horaire est située directement au-dessus de la courbe de coût.

**Figure 2-1**

**Coût de fonctionnement de diverses installations de production thermique**

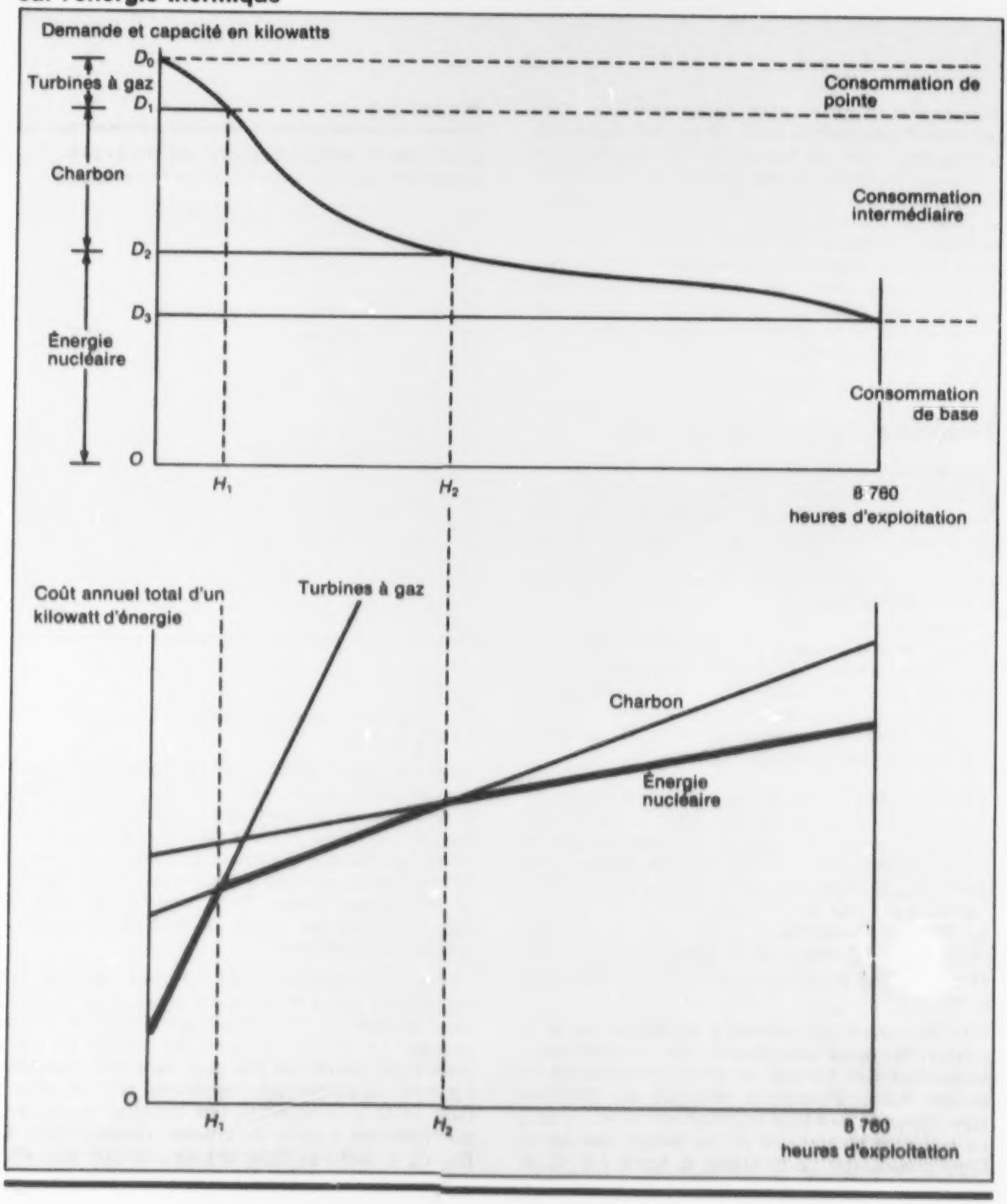



Comme nous l'avons souligné, l'énergie nucléaire permettrait de minimiser les coûts de production pour la demande durant plus de $H_2$ heures au cours de l'année. La courbe de durée des niveaux de consommation montre que la demande se situe à un niveau maximal de $D_2$ kilowatts d'énergie pendant $H_2$ heures ou plus durant l'année. Pour minimiser les coûts, il faut donc disposer d'une capacité de production nucléaire de $D_2$ kilowatts.

Pour l'énergie demandée pendant plus de $H_1$ heures mais moins de $H_2$ heures au cours de l'année, c'est le système au charbon qui s'avère le moins coûteux. La courbe de durée des niveaux de consommation permet de voir que, dans cet intervalle, l'énergie supplémentaire demandée sera au maximum de $D_1 - D_2$ kilowatts; une capacité de production d'énergie à partir du charbon correspondant à $D_1 - D_2$ kilowatts est donc requise pour que les coûts soient minimisés. Enfin, il sera nécessaire de disposer

**Figure 2-2**

**Minimisation du coût de production dans un système basé exclusivement sur l'énergie thermique**



de turbines à gaz pour une capacité équivalente à $D_0 - D_1$ kilowatts si l'on veut maintenir les coûts au niveau minimum durant $H_1$ heures de l'année.

À la figure 2-2, la courbe de durée des divers niveaux de consommation horaire montre également qu'une capacité nucléaire de $D_3$ kilowatts (la demande horaire minimale pendant l'année) est nécessaire et ce, durant toute l'année. La capacité nucléaire totale, soit $D_2$ kilowatts, n'est cependant requise que durant $H_2$ heures au cours de l'année.

Dans le cas du charbon, les installations seront inactives pendant 8 760 – $H_2$ heures de l'année. Le système de production au charbon ne fonctionnera à pleine capacité, soit $D_1 - D_2$ kilowatts, que pendant $H_1$ heures durant l'année. Enfin, les turbines à gaz ne seront pas en opération pendant 8 760 – $H_1$ heures, alors qu'elles fonctionneront à pleine capacité – $D_0 - D_1$ kilowatts – uniquement durant les heures de pointe.

Il convient de rappeler que la superficie située au-dessous de la courbe de durée des niveaux de consommation correspond à la quantité totale d'énergie demandée durant l'année. À la figure 2-2, cette courbe indique donc la quantité d'énergie qui doit être fournie par chaque technique de production pour que les coûts soient minimisés. La quantité d'énergie qui doit provenir de chaque type d'installations correspond à la superficie située au-dessous de la courbe de durée des niveaux de consommation, qui indique également le taux d'utilisation de chacun. Ainsi, la superficie située au-dessous de la courbe des niveaux de consommation et délimitée au-dessus par la ligne horizontale passant au point $D_2$ équivaut à la quantité d'énergie nucléaire qui doit être produite. De même, la superficie située au-dessous de la courbe entre les lignes horizontales passant par les points $D_1$ et $D_2$ correspond à la quantité totale d'énergie qui doit être produite au cours de l'année par les installations fonctionnant au charbon. La superficie située sous la courbe mais au-dessus de la ligne horizontale passant par $D_1$ indique le volume d'énergie à produire au moyen de turbines à gaz si les coûts de production doivent être minimisés.

La quantité d'énergie produite à l'aide d'une technique donnée peut donc servir à établir le taux annuel d'utilisation de la capacité de ce type d'installations. Le taux d'utilisation peut être mesuré par le ratio de l'énergie effectivement fournie par rapport à la quantité d'énergie qui pourrait être offerte si les installations étaient utilisées à pleine capacité tout au long de l'année (l'entretien des installations n'étant pas pris en compte). Le dénominateur, à savoir l'offre potentielle d'énergie à pleine capacité, équivaut simplement à la capacité de ces installations de production multipliée par 8 760, soit le nombre d'heures dans une année.

En traçant des lignes horizontales au niveau des points $D_1$ et $D_2$ sur un diagramme de la consommation horaire dans une journée, comme celui qui est présenté à la figure 1-2, on peut déterminer combien de temps chacun des trois types d'installations est susceptible d'être utilisé, à différents niveaux d'exploitation, pour répondre aux variations de la demande horaire durant la journée.

Les expressions consommation de base, consommation intermédiaire et consommation de pointe sont souvent utilisées pour caractériser les segments (verticaux) de la courbe de durée des niveaux de consommation horaire pendant l'année. À la figure 2-2, la consommation de base est le niveau de la demande qui doit être satisfait pendant toute l'année, soit $D_3$ kilowatts. La demande de pointe correspond au niveau de demande atteint pendant seulement quelques heures au cours de l'année, alors que la consommation intermédiaire, comme l'indique le terme, désigne les niveaux de demande se situant entre ces deux extrêmes. Dans un système exclusivement thermique, ce sont généralement des installations nucléaires ou au charbon qui sont utilisées pour satisfaire à la demande de base, alors que l'on recourt à des installations fonctionnant au charbon ou au mazout pour répondre à la demande intermédiaire; les turbines à gaz servent à satisfaire la demande de pointe.

Le coût de production total pour l'année peut être établi à partir des diagrammes de la figure 2-2. Pour chaque technique de production, la courbe de coût permet de distinguer les coûts fixes et variables de production. Le coût annuel fixe par kilowatt correspond à la valeur au point d'intersection sur l'axe vertical, alors que le coût variable correspond à l'écart entre le coût total et le coût fixe.

Le coût fixe annuel total pour chaque type d'installations correspond donc au coût fixe par kilowatt multiplié par le nombre de kilowatts de capacité requis. Pour calculer le coût variable total, il faut d'abord connaître le nombre de kilowatts-heures produits pendant l'année.

Pour chaque type d'installations, le coût du combustible et les autres frais d'exploitation varient directement en fonction du volume d'énergie produite. Ces coûts marginaux d'exploitation par kilowatt-heure varient en fonction du genre de combustible utilisé et de l'efficacité des installations.

Pour une installation donnée, soit $i$, le coût variable annuel total peut être calculé de la façon suivante :

$$TVC_i = \int_{D_L}^{D_H} D(l)\, MRC_i^l dl\ ,$$

où

$H = D(l)$ = la durée en heures de la demande ou de la consommation $l$, déterminée par la courbe de durée des niveaux de consommation horaire pendant l'année, tel que $D(l_1) \geqslant D(l_2)$ pour $l_1 \leqslant l_2$;

$MRC_i^l$ = le coût marginal d'exploitation pour une unité supplémentaire de capacité de l'installation $i$ au niveau de consommation $l$ (dans la figure 2-2, $MRC_i^l$ est posé constant pour toutes les valeurs de $l$ en raison de la pente constante de la courbe de coût total);

$D_L$ = la capacité attendue des installations de production devant fonctionner pendant plus d'heures que les installations du type $i$; et

$D_H$ = $D_L$ plus la capacité attendue des installations du type $i$.

Le coût total associé à chaque type d'installations correspond à la somme du coût fixe total et du coût variable total.

## Système combinant des installations thermiques et hydroélectriques

Dans le cas des installations hydroélectriques, la minimisation des coûts se présente de façon quelque peu différente parce que la capacité de production peut parfois varier. Lorsque nous avons traité des installations thermiques précédemment, nous avons présumé que les installations pouvaient fonctionner à pleine capacité pendant toute l'année, si cela permettait de minimiser les coûts, en faisant abstraction des besoins d'entretien et des arrêts fortuits. Il est cependant possible que certains sites hydroélectriques ne puissent pas fonctionner à pleine capacité l'année durant en raison de l'insuffisance du débit d'eau. Ainsi, l'approvisionnement en énergie provenant d'un site hydroélectrique peut être inférieur à ce qu'on pourrait obtenir si les installations fonctionnaient à pleine capacité. Étant donné la quantité estimée d'énergie que peut fournir un site hydroélectrique, la minimisation des coûts de production pour l'ensemble du système exige habituellement l'utilisation de toute la capacité disponible puisque le coût marginal de l'énergie hydroélectrique est généralement inférieur à celui de l'énergie thermique. On peut montrer que la façon optimale d'intégrer la production hydroélectrique dans un système mixte est de faire en sorte que la capacité hydroélectrique au-dessous de la courbe de durée des niveaux de consommation soit à un seuil tel que la superficie totale située au-dessous de la courbe entre les niveaux de demande corresponde exactement à l'énergie hydroélectrique que peut fournir un site donné, c'est-à-dire de façon à utiliser toute l'énergie hydroélectrique disponible[1].

Supposons qu'il existe deux sites de production d'énergie hydroélectrique, l'un fournissant la consommation de base et pouvant être exploité à pleine capacité pendant toute l'année et l'autre assurant la consommation de pointe et fonctionnant à des niveaux de capacité variables au cours de l'année. Dans le cas du deuxième site, on pourrait par exemple disposer d'un réservoir où serait accumulé un volume d'eau suffisant pour faire fonctionner les installations à pleine capacité pendant plusieurs heures de la journée.

Dans la figure 2-3, nous avons intégré ces deux installations hydroélectriques au système thermique étudié dans la section précédente. Nous supposons que la capacité du site assurant la consommation de base correspond à $D_C$ kilowatts. Si l'on veut que toute l'énergie disponible soit utilisée, le site doit fonctionner à ce niveau de capacité durant toute l'année.

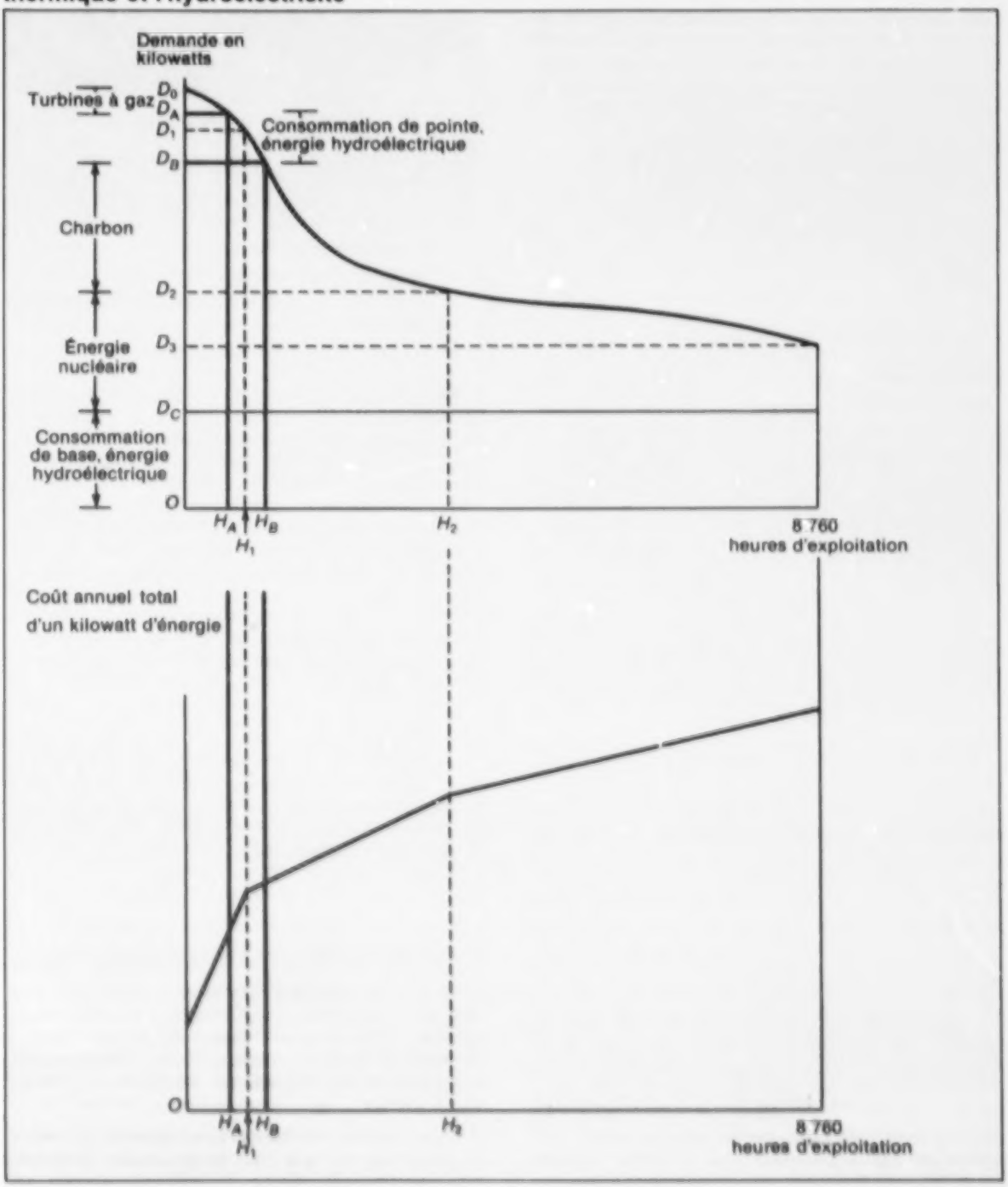
Dans le cas du site dont la capacité de production est limitée, nous avons supposé qu'il disposait d'une capacité équivalant à $D_A - D_B$ kilowatts. Les points $D_A$ et $D_B$ sont situés au-dessous de la courbe de durée des niveaux de consommation horaire pendant l'année, de telle sorte que la superficie située au-dessous de la courbe entre les lignes horizontales qui passent par $D_A$ et $D_B$ corresponde au volume annuel d'énergie hydroélectrique disponible[2].

La figure 2-3 fait voir l'effet de l'inclusion de ces installations hydroélectriques sur la répartition de la production entre les diverses installations thermiques. Avec une capacité de $D_C$ kilowatts d'énergie hydroélectrique destinés à la consommation de base, la capacité nucléaire requise pour minimiser les coûts serait réduite de $D_2$ kilowatts à $D_2 - D_C$ kilowatts. La production d'énergie nucléaire pourrait donc être réduite d'un volume correspondant au rectangle délimité au-dessus par la ligne horizontale qui passe par $D_C$

La présence d'une centrale au fil de l'eau entraînerait pour sa part une diminution de la capacité et de la production requises des turbines à gaz et des installations fonctionnant au charbon. Dans le cas du charbon, $D_1 - D_B$ kilowatts de capacité seraient remplacés par la production hydroélectrique, et la capacité requise serait réduite de $D_1 - D_2$ à $D_B - D_2$ kilowatts. De même, la capacité requise diminuerait pour les turbines à gaz, de $D_0 - D_1$ à $D_0 - D_A$ kilowatts[3].

**Figure 2-3**

**Minimisation du coût de production dans un système basé sur l'énergie thermique et l'hydroélectricité**



En projetant ces nouveaux seuils sur la courbe de durée des niveaux de consommation horaire jusqu'à l'axe horizontal (mesurant le temps), nous pouvons voir comment il faudrait utiliser les diverses installations hydroélectriques et thermiques pour réduire les coûts au minimum. Le site hydroélectrique assurant la consommation de base fonctionnerait à pleine capacité, soit au niveau $D_C$, durant toute l'année. Dans le cas de l'énergie nucléaire, on produirait $D_3 - D_C$ kilowatts d'énergie pendant toute l'année, alors que l'on produirait $D_2 - D_C$ kilowatts – la capacité totale requise – pendant $H_2$ heures au cours de l'année. Dans cet exemple, la présence d'installations hydroélectriques pour assurer la consommation de base ferait baisser aussi bien le volume d'énergie requise que le taux d'utilisation des installations nucléaires.

Le site hydroélectrique au fil de l'eau serait exploité jusqu'à $H_B$ heures pendant l'année, mais ne fonctionnerait à pleine capacité – $D_A - D_B$ kilowatts – que pendant $H_A$ heures.

Pour ce qui est de l'énergie produite à partir du charbon – $D_B - D_2$ kilowatts – les installations fonctionneraient pendant $H_B$ heures au cours de l'année dans le cadre de ce système de production mixte, thermique et hydroélectrique. Dans un système exclusivement thermique, ces installations auraient été utilisées davantage, soit pendant $H_1$ heures. Comme le montre cet exemple, une capacité hydroélectrique de pointe se traduira généralement par une diminution de la capacité de production des installations fonctionnant au charbon, mais par une hausse du taux d'utilisation de cette capacité. En effet, ces installations serviront à produire de l'électricité jusqu'à un maximum de $H_2$ heures par année, comme dans le cas du système entièrement basé sur l'énergie.

Dans le système mixte, la production des turbines à gaz ne serait requise que pour un maximum de $H_A$ heures pendant l'année, soit un intervalle de temps inférieur aux $H_1$ heures d'exploitation dans le cas du système exclusivement thermique. Ainsi, la capacité et le taux d'utilisation des turbines à gaz diminueraient dans notre dernier exemple.

Il convient de souligner que l'analyse qui précède constitue un modèle extrêmement simplifié de la méthode effectivement employée par les fournisseurs d'électricité pour minimiser les coûts de production dans la réalité. Le problème de minimisation des coûts que doivent résoudre les services publics est beaucoup plus complexe, car nombre d'autres considérations doivent entrer en ligne de compte.

Entre autres considérations, mentionnons les suivantes :

- les coûts de démarrage,
- les marges de sécurité qui doivent être prévues en regard de la consommation de combustible et de la capacité des divers types d'installations, compte tenu des erreurs de prévision et du caractère aléatoire des interruptions fortuites,
- les coûts relatifs au calendrier des activités d'entretien,
- les économies d'échelle liées aux installations de production, ainsi que l'arbitrage à faire entre les économies d'échelle et la fiabilité du système,
- l'incertitude du débit de l'eau,
- l'utilisation optimale des réservoirs,
- le coût du réseau de transport et les pertes en ligne, et
- le coût du stockage du combustible.

Dans l'analyse précédente, nous n'avons considéré que la minimisation des coûts au cours d'une année donnée, sans égard au plus long terme. Si l'on tient compte du fait que la demande augmente généralement avec le temps, – la courbe de durée des niveaux de consommation horaire se déplace vers le haut – et des délais qui interviennent dans la planification et la construction des installations de production, les services publics d'électricité doivent aborder la minimisation des coûts dans une perspective à long terme. Leur planification doit donc permettre de déterminer quelles nouvelles installations devront être mises en service, à quel moment, et quelle devrait être leur capacité.

Nous n'avons pas non plus abordé la question de la planification à long terme du réseau de transport de l'électricité. Outre les considérations de cet ordre, il y a également celles qui touchent au prix de l'électricité et à la structure des tarifs, facteurs qui influent sur la croissance et l'évolution de la composition de la demande dans le temps.

## L'évaluation de la rente hydroélectrique

Nous avons supposé jusqu'ici que, dans la mesure du possible, des installations hydroélectriques seraient utilisées de préférence à des installations thermiques. Cette orientation dépend toutefois des coûts comparatifs des diverses méthodes de production d'énergie.

Nous avons montré précédemment comment pouvait être mesuré le coût de production total d'un système thermique ayant une capacité donnée, au

cours d'une période donnée. En recourant à la même méthode (voir la figure 2-3), il est possible de calculer les économies réalisables en remplaçant la production thermique par des installations hydroélectriques. Le montant ainsi calculé peut alors être comparé au coût fixe et au coût d'exploitation des sites hydroélectriques pour déterminer si, en fait, ces derniers offrent une solution plus économique.

La méthode que nous employons pour calculer la rente associée à l'hydroélectricité revient essentiellement à suivre la même logique mais en sens inverse. Dans le cas présent, la capacité hydroélectrique fait partie du système et l'on évalue la rente en calculant l'écart entre le coût du système tel qu'il existe et ce qu'il en coûterait pour remplacer les installations hydroélectriques par les installations thermiques les moins coûteuses.

Cet exemple permet de voir que la rente économique associée à la production hydroélectrique est fonction d'un certain nombre de facteurs : les caractéristiques et les coûts du système, l'évolution de la demande au fil des ans – qui déterminera la meilleure utilisation des ressources hydroélectriques – et le coût relatif des diverses installations thermiques pouvant remplacer les installations hydroélectriques selon la façon dont celles-ci sont utilisées. La rente économique variera donc pour chaque composante horaire de la demande satisfaite par l'énergie hydroélectrique. La méthode appliquée pour évaluer la rente économique tient compte de ces différences. Elle permet d'estimer implicitement les économies réalisées en utilisant des installations hydroélectriques pour satisfaire à chacune des composantes de la demande, plutôt que d'avoir recours à la production thermique la moins coûteuse.

Notre analyse a permis de mettre en relief certains aspects de l'interdépendance d'un système de production thermique et hydroélectrique. Deux aspects de cette interdépendance, en particulier, permettent de penser que le coût minimal d'un système exclusivement thermique de conception nouvelle serait inférieur au coût minimal d'un système thermique basé sur les installations actuelles.

Premièrement, il serait sans doute possible de faire des économies en réalisant un meilleur équilibre entre la taille des installations de production. Ainsi, plutôt que de recourir à des installations nucléaires entièrement nouvelles pour remplacer la production hydroélectrique qui satisfait actuellement à la demande de base, on pourrait sans doute réduire les coûts en modifiant la taille de certaines unités de production ou de certaines centrales nucléaires.

Deuxièmement, les systèmes de production et de transport actuels, qui ont été mis en place au cours des années peuvent comporter des éléments qui aujourd'hui ne répondent plus au critère du moindre coût. Ces installations pourraient être remplacées, mais leur coût en capital n'a pas encore été amorti. Un système thermique optimal, affranchi des éléments résultant des erreurs normales commises dans le passé, permettrait de produire et de livrer de l'électricité à un coût inférieur à celui d'un système dans lequel on aurait substitué des installations thermiques aux installations hydroélectriques.

En outre, comme les sites hydroélectriques sont souvent très éloignés du lieu de la demande, le coût du réseau de transport et les pertes en ligne peuvent être considérables. Les réseaux à haute tension ont permis de réduire les pertes en ligne, mais l'énergie nette tirée d'un site hydroélectrique éloigné peut être inférieure d'environ 8 à 10 % à la quantité produite à la source. Les centrales thermiques par contre, peuvent généralement être situées plus près des marchés, de sorte que les coûts du réseau de transport, ainsi que les pertes s'en trouvent réduits. On n'a donc pas besoin de produire autant d'énergie pour fournir la même quantité nette aux utilisateurs. Pour éviter de surestimer la rente économique obtenue sur la production hydroélectrique, il faut tenir compte de ces économies de coût.

Enfin, les producteurs d'électricité conservent généralement des stocks considérables de combustible, par rapport à la quantité consommée annuellement. Le coût des stocks comprend le coût des capitaux immobilisés dans les stocks eux-mêmes, de même que le coût en capital et les coûts d'exploitation associés au maintien de ces stocks. Ces coûts supplémentaires afférents aux installations thermiques doivent être pris en considération dans le calcul des économies que peut offrir l'hydroélectricité.

## Coûts économiques et coûts financiers

Pour estimer les économies rendues possibles par l'utilisation des ressources hydroélectriques, comparativement à la méthode de remplacement la moins coûteuse, le coût des facteurs tels que le travail, le capital, le combustible et les autres intrants intermédiaires utilisés dans la production, doit nécessairement être fondé sur le coût d'option ou le coût économique. Le coût des facteurs, tel qu'établi par les producteurs d'électricité, est généralement de beaucoup inférieur au coût d'option réel de ces ressources pour l'économie canadienne. En se basant sur les coûts financiers estimés par les producteurs, on obtient une mesure conceptuellement erronée des économies offertes par l'exploitation des ressources hydroélectriques.

Il y a plusieurs raisons pour lesquelles le coût financier diffère du coût économique des ressources affectées à la production de l'électricité.

Ainsi, le coût du pétrole et du gaz employés comme combustibles par les producteurs d'électricité est évalué selon le prix intérieur canadien, ce qui ne traduit pas le coût d'option économique fondé sur le prix international. Au moment de déterminer la combinaison optimale d'installations dans un système exclusivement thermique et d'évaluer le coût économique des systèmes actuels et des solutions de remplacement, il convient d'utiliser le coût d'option des combustibles.

De même, il faut prendre en compte le coût d'option de la main-d'œuvre affectée à la production d'énergie électrique, et non les salaires effectivement versés, dans l'estimation du coût économique. Nos propres estimations n'ont cependant pas été rajustées en fonction du coût réel de la main-d'œuvre.

Au poste du capital également, les coûts financiers des services d'électricité sont inférieurs au coût d'option ou au coût économique, pour la société, des ressources employées dans la production. Divers facteurs interviennent pour expliquer cet écart.

La dette des services publics d'électricité étant garantie par les gouvernements des provinces, le risque assumé par les prêteurs et le coût du capital sont donc moins élevés. Sans cette garantie, les services publics devraient réduire leur ratio d'endettement pour pouvoir emprunter à des taux aussi intéressants. Deux effets résultent de cette situation. Premièrement, les fournisseurs d'électricité peuvent charger des tarifs inférieurs, ce qui fait augmenter la demande et, par le fait même, la taille du service d'électricité. Deuxièmement, les producteurs peuvent employer une plus grande quantité de capital, pour un niveau d'exploitation donné, puisque le prix du capital par rapport à celui du combustible (et des autres intrants) se trouve réduit.

Pour ce qui est du coût des capitaux propres, les services publics d'électricité ne sont pas tenus de réaliser un taux de rendement *après impôt* comparable à celui qui serait requis dans le secteur privé. Cela abaisse d'autant le coût du capital et les tarifs chargés par les fournisseurs d'électricité, ce qui fait augmenter le niveau de la demande et la taille du système.

Enfin, les services publics d'électricité ne sont pas tenus de payer l'impôt fédéral sur le revenu parce que ce sont des sociétés d'État provinciales; de façon générale, ces sociétés ne sont pas non plus assujetties à l'impôt provincial sur le revenu. Ainsi, même si elles étaient tenues de réaliser un taux de rendement après impôt comparable à celui du secteur privé, leur taux de rendement avant impôt pourrait être inférieur. En raison de l'effet combiné d'un coût en capital avantageux du côté de l'offre et de prix inférieurs du côté de la demande, la quantité de capital employée dans la production de l'électricité est supérieure à ce que dicterait les critères d'efficience économique.

Assujettir les services publics d'électricité à l'impôt sur le revenu ne suffirait pas à garantir que ces sociétés utiliseraient le capital de façon plus efficiente. Si elles ne sont pas tenues de réaliser un taux de rendement donné sur le capital, il ne leur est pas nécessaire de réaliser un revenu net qui serait alors imposable. Même si l'on exigeait qu'elles produisent un certain rendement sur le capital, les garanties de prêt leur permettraient de maintenir un ratio d'endettement élevé, de sorte que les bénéfices réalisés – et sujets à l'impôt – seraient inférieurs à ce que l'on pourrait autrement attendre, compte tenu du capital investi. L'utilisation efficiente du capital suppose, à tout le moins, de réaliser un taux de rendement « approprié » sur l'ensemble des capitaux investis, c'est-à-dire les emprunts et les fonds propres.

Quel pourrait-être un taux raisonnable de rendement avant impôt sur le capital investi ? Le taux de rendement correspondant à une utilisation efficiente du capital devrait tenir compte du coût d'option de ce capital pour l'économie canadienne. Dans le langage des économistes, ce taux est le « coût d'option social du capital »; on considère généralement que ce devrait être le taux minimal requis pour justifier tout projet public sur des bases économiques. Le coût d'option social du capital, exprimé sous la forme d'un taux d'intérêt annuel, tient compte de divers facteurs, dont le rendement du capital fixe dans le secteur privé, le coût de la consommation reportée, tel que mesuré par le taux social de préférence temporelle, ainsi que le coût des fonds étrangers pour l'économie canadienne, chacune des composantes étant pondérée en fonction de la contribution de la demande marginale de capital de chaque source de financement. Des estimations découlant de travaux empiriques indiquent que le coût d'option social du capital au Canada s'établirait à un taux réel avant impôt de 10 % ou de 7,5 %, selon les hypothèses retenues. Pour les fins de nos estimations de la rente hydroélectrique, nous avons employé un taux de 10 %[4].

Le coût des actifs, tel qu'évalué par les producteurs d'électricité, est aussi inférieur à son coût d'option social.

Dans le cas d'une installation en voie de construction, les services d'électricité évaluent les intérêts assumés sur les investissements non productifs au taux auquel ils peuvent emprunter, et non au taux plus élevé qui reflète le coût d'option social du capital. Nous n'avons fait aucun rajustement pour tenir compte de ce facteur dans le système actuel, étant donné que nos estimations du coût en capital

des installations thermiques dans le système à moindre coût ne sont pas non plus fondées sur une évaluation au taux approprié (plus élevé) des intérêts assumés au cours de la période de construction.

En outre, les services d'électricité basent leurs calculs sur la valeur d'origine des immobilisations plutôt que sur la valeur de remplacement aux prix courants. Par conséquent, même le coût d'option social du capital ne traduirait pas correctement le coût de remplacement actuel du capital employé. Dans la présente étude, le coût économique annuel du capital investi est calculé en appliquant le taux correspondant au coût d'option social à la valeur actuelle de remplacement du stock de capital net (amorti), et non à la valeur historique nette.

L'amortissement, c'est-à-dire le montant estimatif de capital employé dans la production chaque année, est également fondé sur les valeurs historiques et non pas sur la valeur courante de remplacement. Par conséquent, le montant des dépenses au titre de l'amortissement doit être rajusté à la hausse pour obtenir une mesure juste du coût économique du capital consommé dans la production.

## L'inefficacité du système actuel

Pour estimer le coût du système de remplacement au moindre coût, nous avons élaboré un système optimal fondé sur un horizon de planification de 25 ans, en faisant l'hypothèse que ce système pouvait être mis en place instantanément. Ainsi, le système qui nous sert de point de référence n'est contraint par aucune des erreurs passées.

Cela n'est pas le cas, toutefois, pour le système actuel. Comme ce système s'est développé à partir de diverses projections qui ne se sont pas toujours concrétisées, certaines économies pourraient être réalisées s'il était possible de le reconstruire à partir de projections révisées. Cette inefficacité se manifeste de plusieurs façons : mauvaise combinaison des diverses techniques de production, taille non optimale des unités de production et capacité excédentaire due à une croissance de la demande inférieure aux prévisions.

Idéalement, l'estimation de la rente économique associée à la production hydroélectrique devrait être fondée sur la différence de coût entre les systèmes à moindre coût, avec et sans la production hydroélectrique. Malheureusement, nous ne sommes pas en mesure de déterminer les caractéristiques et le coût d'un système à moindre coût qui intégrerait les installations hydroélectriques actuelles. Nous avons donc utilisé le coût économique (plus élevé) du système actuel comme base de notre estimation de la rente économique provenant de l'hydroélectricité.

# 3 Conception d'un système de remplacement exclusivement thermique

Dans ce chapitre, nous esquissons un cadre d'ensemble pour la planification des investissements et de l'exploitation d'un système de production d'électricité qui pourrait satisfaire, au moindre coût, à la demande projetée en utilisant uniquement des installations thermiques. Pour effectuer un tel exercice de planification, il faut d'abord prévoir la quantité d'énergie qui sera demandée dans l'avenir. À partir de ces prévisions, on peut alors concevoir un plan d'investissement et d'exploitation permettant de répondre à la demande d'énergie électrique tout en minimisant la valeur actuelle du capital et des coûts de fonctionnement.

Comme nous l'avons souligné au début du premier chapitre, l'énergie hydroélectrique est l'une des principales sources d'électricité dans quatre provinces canadiennes, soit le Québec, l'Ontario, le Manitoba et la Colombie-Britannique. Bien que la grande centrale hydroélectrique de Churchill Falls soit située au Labrador, nous avons considéré qu'elle faisait partie du système de production d'électricité du Québec pour les fins de la présente analyse. Les autres provinces, à l'exception de l'Île-du-Prince-Édouard, possèdent une capacité de production hydroélectrique, mais ces installations sont beaucoup plus petites. C'est pourquoi notre estimation des coûts économiques d'un système de production optimal comportant uniquement des installations thermiques ne vise que les quatre provinces où l'énergie hydroélectrique est l'une des principales sources d'électricité.

La méthode traditionnellement employée pour élaborer des plans d'investissement et d'exploitation dans le secteur des services d'électricité consiste à faire le profil de divers investissements dans des installations de production à partir d'hypothèses relatives au coût des intrants et à la croissance des besoins en capacité et de la demande d'énergie. Un certain nombre de contraintes sont aussi imposées en ce qui concerne le niveau souhaité des réserves et l'entretien nécessaire des installations en vue d'obtenir un système viable, au moindre coût.

Pour leurs analyses, les planificateurs emploient une série de courbes de durée des niveaux de consommation horaire pendant l'année, semblable à celle qui est présentée à la figure 1-4. Comme les installations de production, de transport et de distribution servent généralement pendant de nombreuses années, les ingénieurs doivent comparer le coût de diverses techniques de production et de diverses tailles d'installations sur une période de temps assez longue (de 25 à 30 ans). Il leur faut aussi estimer le nombre d'heures pendant lesquelles chacune de ces installations fonctionnera chaque année afin de déterminer le coût du combustible et les autres frais d'exploitation du système. La tche des planificateurs est de déterminer quel système présente la combinaison de coûts fixes et de coûts d'exploitation dont la valeur actuelle est la plus faible.

Cette analyse est généralement effectuée à l'aide d'algorithmes d'ingénierie et de modèles de simulation sur ordinateur. Les estimations sont obtenues suite à une série d'itérations qui produit finalement une solution correspondant à la combinaison la moins coûteuse des scénarios d'investissement et d'exploitation.

Dans la présente étude nous avons procédé d'une autre façon, en nous servant de techniques de minimisation appliquées à la méthode des flux actualisés et au calcul des coûts de production annuels. La méthodologie employée ainsi que les résultats obtenus sont décrits dans les pages qui suivent. Il convient de souligner que nos résultats ont été soumis à l'examen de spécialistes en planification de systèmes qui les ont jugés fiables.

## La conception de plans d'expansion optimaux

Les dépenses encourues pour les installations de production, de transport et de distribution, ainsi que pour le combustible représentent plus de 90 % des coûts de production d'un service d'électricité. Le coût de production total du système dépend fondamentalement de la façon dont le matériel et le combustible sont utilisés afin de produire les quantités d'électricité nécessaires pour satisfaire aux divers niveaux de demande. Au moins deux genres de décisions doivent être prises à cet égard. Premièrement, il faut déterminer quelles installations devront être construites au cours des années, en se fondant sur des prévisions quant à la capacité requise, les besoins en énergie et les prix futurs. Deuxièmement, pour chacune des périodes, il faut déterminer quelles installations seront utilisées, compte tenu de leur coût relatif d'exploitation à ce moment. Si les planificateurs pouvaient prévoir exactement l'avenir, les

décisions qu'ils prennent quant à la nature et à la taille des installations devraient permettre de minimiser le coût de production cumulatif au fil des ans. Tel n'est pas généralement le cas, cependant. En effet, on peut construire des installations à partir de prévisions de la demande et du coût des facteurs de production, mais advenant que les prix changent, le système ne sera plus en mesure de fonctionner au moindre coût, même s'il y a affectation optimale de la production entre les installations en place. Dans la réalité, les décisions relatives aux investissements et à l'exploitation sont prises dans un cadre distinct; dans la présente analyse, toutefois, nous commençons par chercher à déterminer la meilleure façon d'exploiter un système de production d'électricité, compte tenu des prévisions de la demande et des prix des intrants, de manière à minimiser les coûts. Après avoir étudié l'utilisation des divers types d'installations – en supposant que l'on peut disposer de chacun en tout temps – nous pouvons tenter de voir si le plan d'utilisation du matériel est compatible avec une stratégie optimale d'investissement dans les installations qui, une fois construites, demeurent la propriété de la société d'électricité jusqu'à ce qu'elles soient économiquement désuètes.

Pour réaliser notre exercice de répartition optimale, nous supposons au départ que chacune des installations peut être louée pour une période d'un an, au terme de laquelle le bail peut être soit renouvelé soit révoqué. Cela nous permet de choisir le genre de technique de production et la taille des installations sur une base annuelle, de sorte que la consommation peut être assurée au coût minimum en tenant compte du prix des intrants. L'analyse repose sur les principes qui ont été exposés au chapitre 2 en regard de la composition optimale des coûts en capital et des coûts d'exploitation qui permet de minimiser le coût total de production.

Imaginons que la courbe de durée des niveaux de consommation horaire présentée à la figure 3-1 soit divisée en plusieurs bandes horizontales ayant une hauteur égale correspondant exactement à un mégawatt de capacité. La longueur d'une bande, disons $H$ heures, signifie qu'il faut produire $H$ mégawatts-heures d'énergie pour répondre à la demande. Le problème consiste donc à choisir le type d'installations et le nombre d'heures de fonctionnement de chacune de façon à fournir la quantité d'électricité demandée à partir d'une combinaison optimale des unités de production.

Le cheminement pour réaliser cette combinaison optimale peut se faire dans un sens ou dans l'autre, soit de haut en bas ou de bas en haut, le résultat obtenu étant le même. Supposons que nous avons choisi d'empiler les bandes de haut en bas. Comme les turbines à gaz ont généralement le coût en capital le plus faible et le coût en combustible le plus élevé, nous devrions commencer la juxtaposition des mégawatts avec ce type d'installations. Au fur et à mesure que nous accroissons la capacité fournie par les turbines à gaz, chaque mégawatt supplémentaire exige que les installations fonctionnent plus longtemps (la bande horizontale s'allongeant) et, par conséquent, qu'elles brûlent davantage de combustible. Comme nous l'avons vu à la figure 2-1, il y a un point auquel l'avantage découlant du coût en capital plus faible des turbines à gaz sera entièrement éliminé par le coût plus élevé du combustible consommé. Au-delà de ce point, il faudra employer un autre type d'installations ayant un coût en capital plus élevé mais un coût en combustible plus faible.

Pour exprimer sous forme algébrique cet arbitrage entre le coût en capital et le coût d'exploitation, posons que $R_g$ représente le coût annuel en capital (prix de location) des turbines à gaz par mégawatt d'énergie, alors que $F_g$ représente le coût en combustible par mégawatt-heure. Posons également par hypothèse qu'une centrale fonctionnant au mazout vienne au second rang pour ce qui est du coût en capital le plus élevé, $R_o$, et du coût en combustible le moins élevé, $F_o$. Posons que $H$ représente la durée d'une bande horizontale, et $H_g^*$ le nombre d'heures pendant lesquelles les turbines à gaz peuvent être opérées de manière efficiente. La valeur de $H_g$ est déterminée en comparant le coût annuel supplémentaire du combustible nécessaire à l'exploitation des turbines à gaz par rapport à celui du système fonctionnant au mazout, soit $H_g^*(F_g - F_o)$, et les économies réalisées au plan du coût en capital grce aux turbines à gaz, soit $(R_o - R_g)$. Le nombre d'heures de fonctionnement des turbines à gaz, auquel le coût supplémentaire en combustible équivaut aux économies en capital, est donné par l'une ou l'autre des équations suivantes :

$$(3.1) \quad H_g^* (F_g - F_o) = (R_o - R_g),$$

ou

$$(3.2) \quad H_g^* = \frac{R_o - R_g}{F_g - F_o}.$$

L'équation 3.1 correspond au critère de juxtaposition optimale, en vertu duquel il faudra installer des turbines à gaz tant que les économies réalisées sur le coût en capital dépasseront le coût supplémentaire en combustible. Le passage des turbines à gaz aux installations au mazout se fait au point où les turbines à gaz doivent fonctionner plus de $H_g^*$ heures par année. Si nous posons que les indices inférieurs $c$ et $n$ représentent respectivement des installations fonctionnant au charbon et au combustible nucléaire, nous pouvons écrire :

$$(3.3) \quad H_o^* = \frac{R_c - R_o}{F_o - F_c},$$

$$(3.4) \quad H_c^* = \frac{R_n - R_c}{F_c - F_n},$$

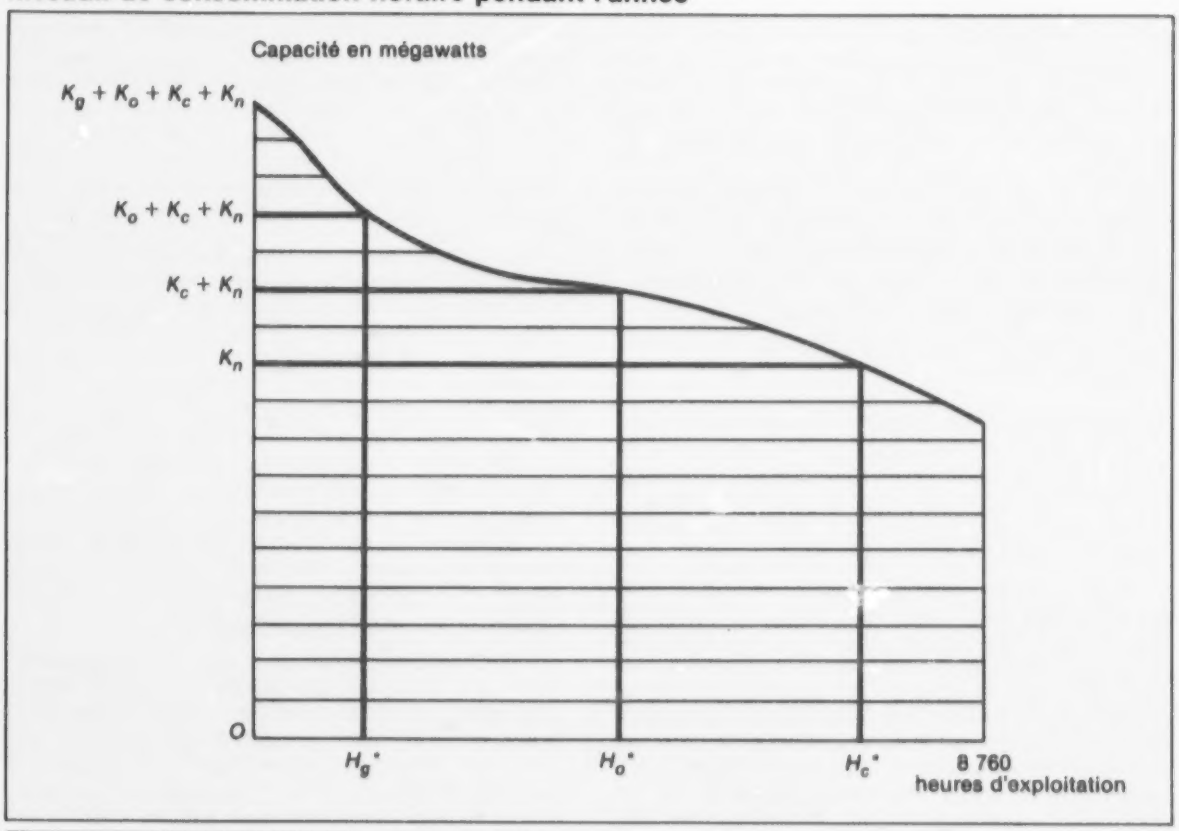
où $H_g^*$, $H_o^*$, $H_c^* \leq 8\,760$ heures, $R_n \geq R_c \geq R_o \geq R_g$ et $F_g \geq F_o \geq F_c \geq F_n$.

Connaissant $H_g^*$, $H_o^*$ et $H_c^*$, ainsi que la courbe de durée des niveaux de consommation, on peut déterminer la juxtaposition optimale d'un système de production d'électricité pour une année donnée, comme le montre la figure 3-1, où $K_i$ indique la capacité totale installée du $i^{ème}$ type d'installations de production. L'objectif de l'exercice de juxtaposition optimale peut donc être exprimé sous la forme d'une fonction de minimisation du coût total du système, soit :

$$(3.5) \quad min\left\{\sum_i R_i K_i + \sum_i F_i H_i\right\}.$$

**Figure 3-1**

**Combinaison optimale pour une courbe donnée de durée des divers niveaux de consommation horaire pendant l'année**




L'hypothèse selon laquelle les différents types d'installations peuvent être loués à un coût annuel en capital par mégawatt permet de réaliser un tel exercice de juxtaposition optimale à chaque année. Cette méthode fournit une solution annuelle en regard de la quantité optimale de capital pour chaque technique de production et des combustibles devant être utilisés. Cependant, le problème fondamental au plan de la planification des systèmes est que cet exercice d'optimisation doit se faire sous la contrainte du matériel en place qui, une fois acquis ne peut être vendu, sans compter que les prix relatifs du

capital et du combustible peuvent varier avec le temps.

Il est possible que la meilleure combinaison d'installations telle que déterminée par l'exercice annuel de juxtaposition optimale, représente la combinaison la moins coûteuse et respecte la contrainte du matériel en place. Si nous constatons que la combinaison d'installations choisies au cours des années antérieures est telle que la combinaison optimale devrait, ultérieurement, exclure l'une ou l'autre des installations, il faudra alors imposer certaines contraintes supplémentaires à la configuration acceptable d'installations dans l'application du critère de juxtaposition optimale. Certaines corrections peuvent également être apportées afin que les paramètres du problème de juxtaposition optimale puisse prendre en compte les prix et les coûts économiques actuels et futurs.

Une de ces corrections consiste à calculer le prix des facteurs en fonction d'une moyenne pondérée des prévisions annuelles des prix pour la durée utile des installations. Les prix ainsi calculés peuvent remplacer les prix courants. Ainsi, le prix du mazout que l'on peut employer pour établir le niveau d'utilisation des installations fonctionnant au gaz au cours de l'année 1 est estimé de la façon suivante :

$$(3.6)\quad \bar{F}_{gl} = \sum_{t=1}^{n} \frac{F_{gt}\, Q_{gt}}{(1+r)^t} \Bigg/ \sum_{t=1}^{n} \frac{Q_{gt}}{(1+r)^t},$$

où $Q_{gt}$ est la quantité projetée d'électricité qui sera produite dans $t$ années par une centrale que l'on songe à ajouter aux installations actuelles. La turbine à gaz devrait fonctionner pendant $n$ années, et $F_{gt}$ est le prix prévu du mazout, par unité d'électricité produite, dans l'année $t$.

L'équation 3.6 permet de calculer les prix à long terme du combustible et le coût annuel en capital de chaque type d'immobilisations pour les diverses années de la période de planification.

Même si l'on utilise les prix à long terme des intrants plutôt que leur valeur courante pour déterminer la combinaison d'installations permettant de produire au moindre coût sur l'ensemble de la période, il est possible que la stratégie de juxtaposition optimale comporte une combinaison d'installations qui ne soit pas compatible avec une stratégie d'investissement réaliste. Une telle stratégie ne permettrait pas d'éliminer sans frais les installations mises en service au cours d'une année donnée, mais qui ne sont plus requises par la suite. Dans l'application de cette méthode aux quatre sociétés canadiennes d'électricité que nous avons étudiées, il n'est jamais arrivé qu'un type particulier d'installations ait dû être moins utilisé que prévu pour répondre, de façon optimale, à la demande projetée. Si cela devait se produire, toutefois, il faudrait effectuer un certain nombre de calculs supplémentaires[1].

Le coût du combustible par mégawatt-heure d'électricité produite, pour les années 1979 et 1980, est présenté au tableau A-1 de l'annexe. Les valeurs pour 1979 reflètent la situation de fin d'année. Dans la présente analyse, nous avons supposé que le coût réel du combustible se maintiendra à son niveau de 1979. Les prix courants sont fondés sur un facteur d'inflation de 10 %.

Pour calculer ces valeurs, nous nous sommes basés sur le coefficient de production calorifique de chacune des installations (tableau A-2, colonne 3) ainsi que sur le prix économique du combustible. Les valeurs associées au coût du combustible, telles que présentées au tableau A-1, sont celles qui correspondent aux installations jugées de taille optimale pour chacune des provinces. En raison des différences observées dans la production calorifique d'installations de taille différente, le coût du combustible par mégawatt-heure d'électricité produite variera pour un combustible donné selon la taille des installations.

Les valeurs obtenues pour le coût unitaire du capital par kilowatt de capacité, pour des installations de production d'électricité de taille et de type différents, paraissent à la colonne 1 du tableau A-2. Les coûts fixes d'exploitation et d'entretien de ces installations sont présentés dans la colonne 2. À partir d'un coût économique réel du capital évalué à 10 % et d'un taux d'amortissement approprié pour ces installations, nous pouvons estimer le coût annuel de location du capital pour chaque type d'installations. Le loyer annuel du capital ainsi que le coût correspondant en combustible sont ensuite utilisés pour déterminer la combinaison d'installations et le calendrier d'exploitation qui permettront de fournir l'électricité demandée au moindre coût.

Avant de déterminer quel sera en définitive le système optimal, les courbes de durée des niveaux de consommation pour la période concernée font l'objet d'une première juxtaposition à partir de ces prix. Les calendriers d'entretien sont également précisés, de façon que les probabilités de pertes de charge du système puissent être calculées. L'estimation de ce dernier facteur est fondée sur les séquences de mise en service des unités de production et leur taux d'interruption fortuite. Une fois calculées les probabilités de pertes de charge, on établit la marge de réserve nécessaire pour satisfaire un critère de fiabilité correspondant à une interruption d'une journée sur dix années. Les marges de réserve sont définies comme étant le pourcentage de la capacité

de production nette permettant de satisfaire à la demande primaire au niveau des stations.

Les probabilités de pertes de charge sont ensuite recalculées à l'aide d'un modèle de répartition écomomique et du prix réel des divers combustibles pour l'année d'exploitation, afin de déterminer la façon la plus efficace d'exploiter les installations disponibles. Si, pour une année donnée, ces probabilités dépassent le critère de fiabilité prescrit, il faut calculer à nouveau les marges de réserve et la combinaison des installations en fonction du critère de juxtaposition optimale; on applique ensuite le modèle de répartition économique pour estimer les taux et les coûts d'exploitation du système pour chacune des années.

Le modèle de répartition économique se fonde sur les unités de production retenues pour effectuer une répartition horaire des charges en fonction des prévisions horaires dérivées des courbes de consommation prévues. Cette répartition est faite à l'aide d'une méthode conventionnelle selon laquelle les installations à moindre coût sont les premières à entrer en activité. Le nombre d'unités employées au cours d'une période donnée est limité par les contraintes relatives à l'entretien et à la disponibilité des unités en général.

Pour déterminer le calendrier d'entretien des installations pour une année donnée, on tente d'égaliser les demandes de pointe au cours des douze mois, en prenant en compte l'entretien. Plutôt que de recourir à un sous-programme spécifique qui tiendrait compte de la fréquence plus élevée des travaux d'entretien au cours des premières années d'exploitation d'une unité on utilise les taux habituels d'interruption fortuite et planifiée pour l'ensemble de la période. Les exigences relatives aux réserves extraordinaires et les restrictions touchant les dispositifs de manœuvre entrent également dans le modèle de répartition.

Le choix de la combinaison annuelle optimale d'installations de production et l'application du modèle de répartition économique pour établir les coûts et les taux d'exploitation nous permettent d'estimer les coûts économiques et financiers totaux du système pour chaque année.

## Résultats de l'estimation pour un système exclusivement thermique

Des systèmes de production d'électricité composés uniquement d'installations thermiques ont été conçus pour le Québec, l'Ontario, le Manitoba et la Colombie-Britannique, à partir des courbes de durée des divers niveaux de consommation prévus et des prix des facteurs. Bien que la conception de ces systèmes ait couvert une période de plusieurs années, nous ne présentons, au tableau A-3, que les résultats obtenus pour 1979 en regard de la configuration des installations et de la production d'énergie à partir de centrales thermiques.

Le tableau A-3 montre qu'au Québec et en Ontario les installations nucléaires pourraient remplacer, dans une large mesure, les installations hydroélectriques. Dans les quatre provinces, on aurait recours à des centrales fonctionnant au charbon plutôt qu'au mazout. Cependant, au Manitoba et en Colombie-Britannique, on n'utiliserait que des installations fonctionnant au gaz ou au charbon.

Dans ces deux provinces, le charbon peut fournir de l'énergie électrique à un coût moins élevé que les centrales nucléaires, mais pour des raisons différentes. Au Manitoba, le système électrique est relativement restreint, et les exigences relatives aux réserves imposées par la technologie nucléaire rendent celle-ci moins intéressante que la combustion du charbon. Pour sa part, la Colombie-Britannique dispose d'importants dépôts de houille à faible coût. Le prix du charbon, livré à la centrale, est suffisamment faible pour que ce type d'installations demeure moins coûteux que les centrales nucléaires, même dans un réseau d'une telle importance.

Au tableau A-4, on peut voir que le facteur de charge est à peu près le même d'une province à l'autre. C'est au Québec que ce facteur est le plus faible, soit au niveau de 65,2 % alors qu'au Manitoba il est le plus élevé à 70,1 %.

Comme prévu, le facteur de capacité des installations fonctionnant au charbon est beaucoup plus élevé au Manitoba et en Colombie-Britannique qu'au Québec et en Ontario. Cela s'explique par le fait que les centrales au charbon sont utilisées pour assurer la consommation de base au Manitoba et en Colombie-Britannique, alors qu'au Québec et en Ontario la demande de base est assurée par des centrales nucléaires. La caractéristique la plus étonnante est sans doute la différence très marquée au niveau des facteurs de capacité des installations fonctionnant au mazout entre le Québec et l'Ontario d'une part, et le Manitoba et la Colombie-Britannique d'autre part. Au Québec et en Ontario, ces facteurs ne sont que de 4,5 et 7,3 %, respectivement. Dans ces deux systèmes, les turbines au mazout sont utilisées principalement pour assurer les réserves et fournir une capacité de pointe. Au Manitoba et en Colombie-Britannique, cependant, ces installations sont exploitées à un taux correspondant à 39,6 et 34,5 % de leur capacité, respectivement. Dans ces deux provinces, les turbines à gaz sont utilisées non seulement pour fournir une capacité de réserve et de pointe mais elles servent pendant toute l'année.

Les coûts de production de ces installations ont été estimés pour chacun des principaux postes de dépenses; les résultats pour l'année 1979 sont présentés au tableau 3-1. On observe que la plus grande utilisation des turbines à gaz au Manitoba et en Colombie-Britannique se traduit par des coûts unitaires sensiblement plus élevés pour l'ensemble du système. La dernière ligne du tableau 3-1 montre que les coûts unitaires de production au Québec et en Ontario sont pratiquement identiques, à 29,4 et 29,2 millièmes (de dollar), par kilowatt-heure, respectivement, alors qu'ils sont de 44,7 millièmes et de 42,7 millièmes par kilowatt-heure au Manitoba et en Colombie-Britannique. Bien que ces chiffres correspondent à un système de production exclusivement thermique à moindre coût, la taille et la forme des courbes de durée des niveaux de consommation au Manitoba et en Colombie-Britannique font en sorte que le système de production optimale dans ces provinces comporte un recours beaucoup plus grand aux turbines à gaz, et ces installations y sont utilisées beaucoup plus intensivement que dans les autres provinces. Même si les turbines à gaz sont plus efficaces que tout autre mode de production pour des périodes d'exploitation relativement courtes, elles contribuent à ce que les coûts de production soient plus élevés dans ces provinces qu'en Ontario et au Québec.

Cet écart dans les coûts de production moyens entre le Québec et l'Ontario d'une part, et le Manitoba et la Colombie-Britannique d'autre part, fait ressortir la possibilité d'économies d'échelle considérables pour les services d'électricité qui opèrent principalement à partir d'installations thermiques.

Au chapitre 4, nous nous servons des diverses composantes du coût de production pour estimer le coût total d'un système exclusivement thermique. La comparaison de ces coûts totaux estimatifs et des coûts économiques du système actuel nous permet ensuite d'estimer la rente économique découlant des installations de production hydroélectriques pour l'année 1979.

## Tableau 3-1

### Coûts de production

Estimation du coût total et du coût unitaire de production pour des systèmes entièrement thermiques dans quatre provinces, 1979

| | Québec | Ontario | Manitoba | Colombie-Britannique |
|---|---|---|---|---|
| | | (en milliers de dollars) | | |
| Frais fixes de production | | | | |
| Nucléaire | 1 724 480 | 1 616 700 | - | - |
| Charbon | 551 250 | 441 000 | 247 060 | 530 880 |
| Turbines à gaz | 49 600 | 31 000 | 10 170 | 45 980 |
| Total | 2 325 330 | 2 088 700 | 257 250 | 576 860 |
| Frais fixes d'exploitation et d'entretien | | | | |
| Nucléaire | 48 | 45 | - | - |
| Charbon | 56 | 44 | 34 | 49 |
| Turbines à gaz | 1 | 1 | - | 1 |
| Total | 105 | 90 | 34 | 50 |
| Frais variables d'exploitation et d'entretien | | | | |
| Nucléaire | 177 160 | 163 100 | - | - |
| Charbon | 26 960 | 19 800 | 19 200 | 44 090 |
| Turbines à gaz | 4 290 | 4 300 | 4 800 | 24 620 |
| Total | 208 410 | 187 200 | 24 000 | 68 710 |
| Coût du combustible | | | | |
| Nucléaire | 186 020 | 171 300 | - | - |
| Charbon | 391 230 | 275 400 | 212 500 | 306 650 |
| Turbines à gaz | 140 920 | 142 100 | 200 551 | 807 800 |
| Total | 718 170 | 588 800 | 413 051 | 1 114 450 |
| Coût total de production | 3 252 020 | 2 864 800 | 697 680 | 1 760 070 |
| | | (en millièmes/kilowatt-heure) | | |
| Coût unitaire de production | 29,4 | 29,2 | 44,7 | 42,7 |

SOURCE Estimations faites par les auteurs.

# 4 L'estimation de la rente économique provenant de la production d'énergie hydroélectrique

Dans le présent chapitre, nous décrivons la méthode employée pour estimer la rente économique provenant de la production d'énergie hydroélectrique, que nous avons définie comme équivalant à la différence entre le coût économique du système actuel et celui d'un système exclusivement thermique au moindre coût. Nos calculs sont fondés sur un certain nombre d'hypothèses simplificatrices. Notamment, lorsque les renseignements faisaient défaut, nous avons fait des hypothèses qui tendent à sous-estimer le coût économique du système thermique et à surestimer le coût économique du système actuel. La valeur estimée de la rente hydroélectrique s'en trouve donc réduite.

L'estimation du coût économique porte sur l'ensemble du système, jusqu'au niveau du consommateur, et ce pour les coûts de production, de transmission, de distribution et d'administration. Diverses raisons expliquent pourquoi nous avons procédé ainsi.

Premièrement, Statistique Canada dispose d'une série complète de données sur l'actif et les coûts du système de production de l'électricité dans chaque province. Deuxièmement, comme c'est le prix de détail de l'électricité qui est généralement cité nous avons estimé les coûs économiques à ce niveau pour faciliter les comparaisons de prix.

Les estimations établies pour le système actuel et le système exclusivement thermique portent sur l'ensemble des services d'électricité, tant privés que publics. Les données fournies par Statistique Canada sur la capacité, l'énergie, les combustibles, l'actif et le passif, ainsi que les revenus et les dépenses portent sur l'ensemble des services d'électricité, mais elles ne font pas toujours la distinction entre les services publics et privés. L'estimation à partir des données globales semblait également la meilleure façon de procéder pour mesurer la rente économique aux fins de la politique publique. De toute manière, pour les quatre provinces étudiées, les services publics comptent pour la presque totalité de la production du secteur de l'électricité.

## Le coût économique du système actuel

Les tableaux B-1 à B-3 de l'annexe, ainsi que les notes qui les accompagnent, fournissent des renseignements détaillés sur la méthode d'estimation employée et les sources de données. Dans la présente section, nous décrirons globalement la démarche suivie et les principales hypothèses retenues.

Nous avons estimé le coût économique annuel du système actuel comme représentant la somme des éléments suivants :

- la dépréciation économique et le coût d'option social annuel de l'actif immobilisé net, aux prix de 1979;
- les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, y compris le coût des combustibles consommés, évalués en fonction de leur coût d'option actuel; et
- le coût d'option social annuel de l'actif courant net, y compris les stocks, et les autres investissements.

Ce dernier élément est souvent négligé lorsqu'on évalue le coût économique total et, bien qu'il n'ait qu'une importance modeste par rapport au coût des immobilisations dans le cas des services d'électricité, il peut être important dans d'autres secteurs d'activité.

Plus précisément, le coût économique du système actuel est estimé comme étant la somme des éléments suivants :

- la dépréciation économique et le coût d'option social annuel immobilisé de la valeur courante nette de remplacement du stock de capital dans des installations de production;
- le coût économique des combustibles utilisés dans la production de l'électricité;
- les dépenses d'exploitation et d'entretien afférentes à la production, que l'on peut regrouper en coûts fixes et variables;
- le coût de l'électricité achetée (qui, dans le cas de l'électricité achetée par le Québec à Churchill

Falls, correspond au coût économique de la production de cette énergie);

- la dépréciation économique et le coût d'option social de la valeur courante nette de remplacement du stock de capital immobilisé dans des installations de transmission;
- la dépréciation économique et le coût d'option social de la valeur courante nette de remplacement du stock de capital immobilisé dans le réseau de distribution;
- les dépenses d'exploitation et d'entretien afférentes à la transmission;
- les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration encourues à des fins autres que la production et la transmission de l'énergie électrique, c'est-à-dire pour la distribution et l'administration générale;
- la dépréciation économique et le coût d'option social de la valeur nette de remplacement des autres immobilisations; et
- le coût d'option social de l'actif courant net et des autres investissements.

Les méthodes d'estimation employées pour chacune de ces composantes sont décrites dans les pages qui suivent.

### *Le capital affecté à la production*

Le coût économique du capital immobilisé dans des installations comprend la dépréciation économique et le coût d'option social de la valeur nette de remplacement de ce stock de capital. La valeur nette de remplacement du stock de capital, évaluée aux prix de 1979, doit être multipliée par le taux annuel de dépréciation économique et le coût d'option social du capital, que nous avons fixé à 10 % par année.

Pour estimer la valeur nette de remplacement du stock de capital affecté à la production, nous avons pris au départ la valeur de l'investissement brut total dans ces immobilisations, selon leur coût historique. Ces données sont compilées par Statistique Canada, d'après les informations recueillies auprès des services d'électricité. En outre, la Section de la richesse nationale et du stock de capital de Statistique Canada établit des estimations de la valeur nette du stock de capital, par secteur d'activité et par province, selon les coûts de remplacement pour chacune des années calculés en fonction de la valeur historique des investissements, de l'indice des prix des investissements, ainsi que du taux de dépréciation économique fondé sur une estimation de la durée utile des éléments d'actif. Le ratio du stock de capital fixe net aux prix courants, pour un secteur et une province donnés, à la valeur du stock de capital brut calculée en fonction des prix historiques ou d'origine nous fournit un indice de la dépréciation et des variations de prix. Cet indice peut être utilisé pour calculer la valeur nette estimative du stock de capital aux prix courants à partir des valeurs historiques brutes.

Le niveau d'agrégation sectorielle le plus détaillé qui nous permette d'obtenir des renseignements sur les services d'électricité au niveau provincial est celui du Secteur des services divers, qui comprend aussi les systèmes de distribution d'eau et de gaz naturel. Cependant, le sous-secteur des services d'électricité compte pour la plus grande part de ce secteur dans les quatre provinces à l'étude. Comme le secteur des services divers comprend d'autres sous-secteurs, l'indice des prix de ce secteur ne convient pas parfaitement au sous-secteur de l'électricité, bien qu'il nous fournisse sans doute une bonne approximation de la réalité étant donné la taille relative du sous-secteur des services d'électricité. La base de données sur le stock de capital, établie par Statistique Canada, renferme également des estimations de la dépréciation économique en dollars courants pour chacune des années par province et par secteur d'activité.

Le taux de dépréciation économique est estimé comme étant le ratio de la dépréciation économique et de la valeur nette de remplacement du stock de capital pour une année donnée; il est fourni pour le secteur des services divers et pour chacune des quatre provinces. Nous avons appliqué ce taux de dépréciation à la valeur nette estimative de remplacement du stock de capital employé à la production, aux prix courants pour une année donnée, afin d'évaluer la dépréciation économique de ce stock de capital pour l'année.

Pour chaque année, un taux de 10 % est appliqué à la valeur nette de remplacement du stock de capital afin de tenir compte du coût d'option social de ce capital. Le montant ainsi obtenu est ajouté à la dépréciation économique pour arriver au coût annuel total du capital affecté à la production pour l'année.

### *Le combustible*

L'estimation du coût économique du combustible employé dans les installations de production est faite à partir des quantités de combustible consommées et du coût d'option estimatif des divers combustibles, tel qu'il ressort du tableau B-1.

### *L'entretien et l'exploitation des installations de production*

Le coût de l'entretien et de l'exploitation des divers types d'installations de production est établi en faisant la somme d'un coût fixe par kilowatt de

capacité et d'un coût variable par kilowatt-heure d'énergie produite.

***Les achats d'électricité***

À l'exception de l'électricité achetée par le Québec à Churchill Falls, le coût réel de l'électricité achetée auprès d'autres provinces, auprès d'établissements industriels ou aux États-Unis est considéré comme représentant le coût économique de cette énergie. Il en résulte probablement une sous-estimation du coût économique réel, ce qui aurait pour effet de gonfler notre estimation de la rente hydroélectrique. Cet effet n'est sans doute significatif que dans le cas de la Colombie-Britannique, où les services d'électricité ont acheté environ 14 % de l'énergie dont ils avaient besoin en 1979. Pour estimer le coût économique de ces achats d'énergie, il aurait fallu étendre la portée de notre analyse aux vendeurs d'énergie électrique.

Pour ce qui est de l'électricité achetée à Churchill Falls par le Québec, les très grandes quantités en cause nous ont incité à estimer le coût économique de cette énergie directement, à partir du coût économique des installations de Churchill Falls; nous avons donc employé le coût par kilowatt-heure d'énergie produite pour évaluer le coût de l'énergie vendue au Québec. Les étapes suivies pour en arriver à ces estimations sont décrites dans les tableaux B-2 et B-3, ainsi que dans les notes qui accompagnent ces tableaux.

***Les installations servant à la transmission de l'électricité***

La méthode et les paramètres – l'indice de prix et le taux de dépréciation – employés pour estimer le coût économique du capital servant à la transmission de l'électricité sont les mêmes que dans le cas du capital affecté à la production.

***Le capital immobilisé dans le réseau de distribution***

La méthode et les paramètres utilisés pour estimer le coût économique du capital de distribution sont identiques à ceux qui sont utilisés pour le capital de production et de transmission.

***L'entretien et l'exploitation des installations de transmission***

Les coûts à ce titre sont fondés sur des estimations non officielles qui proviennent directement des services d'électricité.

***L'entretien et l'exploitation du réseau de distribution***

Les coûts d'entretien et d'exploitation pour le réseau de distribution et l'administration générale sont estimés à partir des coûts totaux publiés par Statistique Canada (qui comprennent le coût réel du combustible) desquels on soustrait le coût réel du combustible et les coûts d'entretien et d'exploitation pour la production et la transmission, selon les estimations obtenues à partir de la méthode décrite précédemment.

***Les autres immobilisations***

Les données sur le coût économique des autres éléments d'actif fixe sont fournies par Statistique Canada selon deux catégories, soit les « autres biens et matériels » et les « autres éléments d'actif fixe moins la dépréciation ». La première catégorie est évaluée en fonction du coût à l'origine avant la dépréciation, alors que la seconde est évaluée en fonction des prix historiques, déduction faite de la dépréciation.

Dans le cas des autres biens et matériels, la valeur nette de remplacement du stock de capital des autres immobilisations a été estimée à l'aide de l'indice de prix employé pour le capital affecté à la production, à la transmission et à la distribution. Dans le cas des autres éléments d'actif, qui sont évalués sur une base nette, il est nécessaire de déterminer une valeur nette aux prix courants à l'aide d'un indice de prix établi à partir du rapport entre valeur courante nette du stock de capital aux prix courants et la valeur nette (et non brute) aux prix historiques pour le secteur des services divers dans chacune des quatre provinces.

Une fois que les deux catégories de capital ont été évaluées sur une base nette aux prix courants et qu'elles ont été additionnées, on calcule la dépréciation économique en appliquant le même taux que celui employé précédemment. Le coût d'option social de ce capital, calculé selon un taux réel de 10 %, est alors ajouté à la dépréciation économique dans le but d'obtenir le coût économique total de ces deux catégories d'immobilisations.

Il faut préciser que la valeur des projets d'immobilisation en cours de construction n'est pas prise en compte pour calculer le coût en capital des éléments d'actif fixe, puisque ces installations ne sont pas encore utilisées pour répondre à la demande courante. Le coût en capital des installations de production d'eau lourde n'a pas non plus été considéré puisque qu'il en aurait alors résulté un double comptage. En effet, l'eau lourde incorporée à l'origine dans les réacteurs nucléaires est incluse dans le coût en capital de ces installations. (La valeur de cette eau lourde comprend généralement le coût en capital et le coût d'exploitation liés à sa production.) Le coût de l'eau lourde supplémentaire qui sera par la suite ajoutée dans les réacteurs est inclus dans les coûts

d'exploitation et d'entretien de la production nucléaire.

***L'actif courant net et les autres investissements***

Le coût d'option social de l'actif courant net et des autres investissements est évalué en fonction du coût d'option social du capital.

## Le coût économique d'un système exclusivement thermique au moindre coût

Quatre facteurs importants doivent être pris en considération dans l'estimation d'un coût d'un système exclusivement thermique :

- le coût annuel de production, ce qui comprend la dépréciation et le coût d'option social du capital de production, les coûts d'exploitation et d'entretien liés à la production, ainsi que le coût des combustibles consommés, en fonction de leur prix d'option courant;
- les coûts de production doivent être rajustés à la baisse en fonction d'un facteur qui tient compte du fait que les pertes en ligne d'un système thermique sont moins importantes que celles d'un système hydroélectrique;
- le coût d'option social des stocks de combustibles nécessaires à un système thermique; et
- les coûts de transmission moindres – les coûts en capital et les frais d'exploitation – d'un système thermique comparativement à un système hydroélectrique, en raison du fait que les installations thermiques peuvent être situées plus près des marchés.

Les tableaux B-4 et B-5 de l'annexe ainsi que les notes qui accompagnent ces tableaux fournissent plus de détails sur les méthodes d'estimation que nous avons employées. Dans la présente section, nous donnons les grandes lignes de la démarche suivie et traitons des principales hypothèses que nous avons dû faire.

Nous avons estimé le coût économique du système exclusivement thermique au moindre coût en faisant la somme des éléments suivants :

- les coûts de production, y compris le coût en capital (soit la dépréciation économique et le coût d'option social du capital de production, à un taux annuel de 10 %), le coût du combustible consommé selon son prix d'option, ainsi que les coûts d'exploitation et d'entretien;
- le coût d'option social des stocks de combustible;
- le coût d'option social, évalué à un taux de 10 % par année, des autres éléments de l'actif courant net (à l'exclusion des stocks) et des autres investissements;
- le coût en capital des autres immobilisations (autres que le capital fixe servant à la production, à la transmission et à la distribution de l'électricité);
- le coût en capital des installations de distribution;
- les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, autres que ceux liés à la production et à la transmission de l'énergie; et
- le coût en capital ainsi que les coûts d'exploitation et d'entretien afférents à la transmission.

Voyons maintenant les méthodes d'estimation et les hypothèses qui sous-tendent ces estimations.

***La production***

Le coût estimatif d'un système de production exclusivement thermique au moindre coût a été établi à partir des données fournies par les services d'électricité sur la consommation horaire au cours d'une année, tel que présenté au chapitre 3. Toutefois, la production d'énergie révélée par ces courbes ne correspond pas nécessairement à la quantité d'énergie qu'il faudrait produire pour satisfaire à la demande en vertu du système actuel (dont nous avons évalué le coût économique). Il faut donc estimer la quantité d'énergie qu'il faudrait produire dans le cadre d'un système exclusivement thermique pour arriver à la quantité d'énergie vendue dans le système actuel, pour que les coûts économiques des deux systèmes soient évalués sur une base comparable.

Lorsqu'il s'agit d'évaluer la quantité d'énergie que doit produire un système exclusivement thermique pour fournir la quantité d'énergie vendue dans le cadre du système actuel, la principale difficulté est liée au fait que les pertes en ligne seront inférieures dans un système thermique, et qu'on ne peut estimer de façon très précise le niveau de ces pertes.

Pour en faire une estimation, nous avons supposé que la différence entre la quantité d'énergie produite et la quantité d'énergie vendue aux utilisateurs est supérieure de 50 % dans le cas d'une installation hydroélectrique, par rapport à une installation thermique; en d'autres termes, les pertes totales d'un système de production thermique équivaudraient aux deux tiers des pertes d'un système de production hydroélectrique. À notre avis, cette hypothèse entraîne une surestimation de la diminution des pertes en ligne associée à la production thermique et ce, pour les raisons suivantes. Premièrement, une part importante de l'écart entre l'énergie produite et l'énergie consommée est attribuable aux pertes qui se produisent dans le réseau de distribution, et ces

pertes surviendraient même si le système de production hydroélectrique était remplacé par des installations thermiques. Deuxièmement, même si les pertes en ligne tendent à s'accroître en fonction de la distance, ces pertes peuvent être considérablement réduites par l'utilisation de lignes à haute tension.

Afin d'estimer la quantité d'énergie devant être produite à l'aide d'installations thermiques pour fournir la même quantité d'énergie « vendable » que dans le système actuel (voir le tableau B-5), nous devons d'abord déterminer la quantité d'énergie « vendable », c'est-à-dire l'énergie utile qui est vendue (ou qui pourrait l'être). Nous incluons les ventes primaires et secondaires mais nous excluons l'énergie échangée. Nous pouvons ensuite calculer les pertes, qui correspondraient au rapport entre l'énergie perdue et non prise en compte dans le système et l'offre totale d'énergie – l'énergie produite et achetée. Connaissant la part de la production hydroélectrique dans l'offre totale et en faisant l'hypothèse d'un coefficient de perte 1,5 plus élevé dans le cas de la production hydroélectrique comparativement à la production thermique, nous pouvons calculer le ratio de perte réel pour l'ensemble du système et aussi estimer le ratio de perte d'un système de production exclusivement thermique pour chacune des provinces. À partir de ce ratio et de la quantité d'énergie « vendable », le volume total d'énergie requis dans un système exclusivement thermique peut alors être évalué.

Le coût économique d'un système de production exclusivement thermique doit être corrigé en fonction du ratio entre la quantité d'énergie requise et la quantité d'énergie demandée, telle que mesurée au chapitre 3. Comme il est indiqué à la ligne 3 du tableau B-4, ce ratio diffère considérablement de l'unité pour les provinces à l'étude, sauf le Québec. Étant donné l'écart entre les valeurs de ce ratio, un rajustement strictement proportionnel (c'est-à-dire qui suppose que le coût par kilowatt-heure d'énergie produite est identique) ne sera probablement pas très précis, mais compte tenu de la taille des systèmes à l'étude, une telle approximation pourra convenir à nos besoins.

***Les stocks de combustible***

La valeur des stocks et des paiements anticipés par mégawatt-heure de production pour les divers combustibles est fondée sur les données publiées dans le *Statistical Yearbook* de l'Hydro-Ontario pour 1979. Le coût des paiements anticipés, c'est-à-dire des acomptes versés, est ajouté au coût des stocks, puisqu'on peut supposer qu'il s'agit là d'une mesure équivalente à la constitution de stocks destinée à assurer la sécurité des approvisionnements.

Soulignons que nous n'avons pu isoler le coût en capital et les coûts d'exploitation pour les installations de stockage. Il se peut que certains de ces coûts, mais sans doute pas tous, soient implicitement inclus dans les coûts de production dont nous avons fait état au chapitre 3. Il s'ensuit que nos estimations du coût total des stocks de combustible pour un système entièrement thermique seront sans doute sous-évaluées.

Le nombre de mégawatts-heures de production à partir de chaque type de combustible est fondé sur les résultats obtenus pour le système exclusivement thermique au moindre coût étudié au chapitre 3. La valeur de ces acomptes et des stocks est ensuite rajustée en fonction de la quantité totale d'énergie que devrait produire un système exclusivement thermique (plutôt que de la demande d'énergie, tel que présumé au chapitre 3), comme nous l'avons souligné précédemment. Le coût total annuel des stocks correspondant à la valeur corrigée de ces éléments d'actif est ensuite calculé d'après un coût d'option social du capital correspondant à un taux de 10 % par année.

***Les autres investissements et éléments de l'actif courant net***

Pour les trois provinces autres que l'Ontario, le coût économique des autres investissements et éléments de l'actif courant net est tel qu'indiqué à la ligne 69 du tableau B-1. Dans le cas de ces provinces, on a supposé implicitement que les stocks de combustible maintenus dans le cadre du système actuel sont négligeables puisque l'électricité provient presque exclusivement de l'exploitation de sites hydroélectriques. Dans le cas de l'Ontario, la valeur de ces éléments d'actif dans le système actuel est corrigée à la baisse en éliminant la valeur des stocks de combustible et des acomptes, d'après les chiffres publiés dans le *Statistical Yearbook* de l'Hydro-Ontario.

***Les autres immobilisations***

Le coût en capital des autres immobilisations est tel que présenté à la ligne 55 du tableau B-1.

***Le réseau de distribution***

Le coût en capital des installations de distribution est tel qu'indiqué à la ligne 44 du tableau B-1.

***La distribution, l'exploitation et l'entretien***

Les coûts afférents à l'exploitation, l'entretien et l'administration des installations de distribution et les frais généraux d'administration sont les mêmes que ceux qui apparaissent à la ligne 51 du tableau B-1.

### *Le transport de l'électricité*

Nous avons retenu ce qui nous semble être une estimation plutôt élevée des économies que permettrait de réaliser un système thermique au titre du coût en capital et des coûts d'exploitation et d'entretien pour la transmission de l'électricité et ce, pour les mêmes raisons que celles invoquées dans le cas des pertes en ligne. Nous avons supposé que les coûts de transmission (y compris le capital, l'exploitation et l'entretien) d'un système de production thermique équivaudraient à la moitié des coûts qu'implique un système de production hydroélectrique. La méthode d'estimation employée est analogue à celle qui a servi à estimer les pertes en ligne.

## Sommaire des estimations

Les résultats de nos estimations sont présentés sous forme de sommaire au tableau 4-1.

Nous estimons que la rente économique réalisée sur la production d'énergie hydroélectrique dans les quatre provinces correspond aux chiffres suivants : 1 874 millions de dollars pour le Québec, en incluant Churchill Falls; 753 millions pour l'Ontario; 522 millions pour le Manitoba; et 819 millions pour la Colombie-Britannique.

Sur la base de l'énergie hydroélectrique « vendable » par kilowatt-heure, la rente économique estimative est de 19,16 millièmes au Québec, incluant Churchill Falls, 20,40 millièmes en Ontario, 29,39 millièmes au Manitoba et 33,26 millièmes en Colombie-Britannique.

Aux fins de comparaison, les recettes réelles par kilowatt-heure d'énergie vendue sont aussi présentées au tableau 4-1. Les recettes en pourcentage du coût économique par kilowatt-heure (dans le système actuel) indiquent dans quelle mesure le prix de l'électricité est sous-évalué en raison du fait que l'on

## Tableau 4-1

### Sommaire des coûts et recettes de l'électricité et de la rente hydroélectrique dans quatre provinces, 1979

| | Québec | Ontario | Manitoba | Colombie-Britannique |
|---|---|---|---|---|
| | | (en mégawatts-heures) | | |
| Quantité d'énergie vendue | 100 525 446 | 105 056 065 | 18 101 301 | 29 324 924 |
| Quantité d'énergie hydroélectrique vendue | 97 812 791 | 36 907 860 | 17 753 065 | 24 626 965 |
| | | (en milliers de dollars) | | |
| Coût total de l'énergie vendue : | | | | |
| Système actuel | 2 630 092,9 | 4 092 558,6 | 672 765,8 | 1 418 655,3 |
| Système entièrement thermique | 4 504 516,8 | 4 845 391,7 | 1 194 437,7 | 2 237 734,4 |
| Différence (rente hydroélectrique) | 1 874 423,9 | 752 833,1 | 521 671,9 | 819 079,1 |
| Recettes totales de la vente d'énergie | 1 970 355,0 | 2 751 890,0 | 401 302,0 | 728 662,0 |
| | | (en millièmes/kilowatt-heure) | | |
| Coût unitaire de l'énergie vendue : | | | | |
| Système actuel | 26,163 | 38,956 | 37,167 | 48,377 |
| Système entièrement thermique | 44,810 | 46,122 | 65,986 | 76,308 |
| Différence (rente hydroélectrique) | 18,646 | 7,166 | 28,820 | 27,931 |
| Rente hydroélectrique par rapport aux ventes d'énergie hydroélectrique | 19,163 | 20,398 | 29,385 | 33,259 |
| Recettes provenant de la vente d'énergie | 19,601 | 26,371* | 22,170 | 24,848 |
| | | (en pourcentage) | | |
| Recettes en pourcentage du coût du système actuel | 74,92 | 67,69 | 59,65 | 51,36 |
| Recettes en pourcentage du coût d'un système entièrement thermique | 43,74 | 57,18 | 33,60 | 32,56 |

*701 925 mégawatts-heures d'énergie fournis à des usines d'eau lourde et à des chantiers de construction n'entrent pas dans la quantité totale d'énergie vendue pour le calcul des recettes par kilowatt-heure.

SOURCES Les quantités d'énergie vendues sont tirées du tableau A-5, lignes 7 et 8; le coût du système actuel provient du tableau A-1, ligne 70; le coût du système entièrement thermique est tiré du tableau A-4, ligne 20. Les données sur les recettes proviennent de Statistique Canada, *Services publics d'électricité, vol. 2, Statistiques annuelles*, nº 57-202 au catalogue, 1979, tableau 5, ligne 28.

emploie des critères financiers plutôt qu'économiques, et que l'on néglige ainsi la rente hydroélectrique. Ce pourcentage varie de 51 % en Colombie-Britannique à 75 % au Québec. Les recettes réelles par kilowatt-heure en pourcentage du coût économique par kilowatt-heure pour le système exclusivement thermique au moindre coût nous donnent une indication de l'écart de prix qui résulte de l'effet combiné de l'utilisation de critères financiers plutôt qu'économiques et du fait que la rente économique est transmise aux utilisateurs. Ce ratio est de 44 % au Québec, de 57 % en Ontario, de 34 % au Manitoba et de 33 % en Colombie-Britannique. Le ratio élevé dans le cas de l'Ontario traduit la proportion relativement faible de la production hydroélectrique dans cette province.

Il s'agit là d'estimations ponctuelles dans un intervalle de probabilités dont la précision ne pourrait être déterminée qu'en disposant d'un grand nombre d'observations. Nous pouvons toutefois définir les limites supérieures et inférieures d'un intervalle de confiance à l'intérieur duquel les estimations doivent trouver place. Nous avons souligné que nos estimations de la rente hydroélectrique ont été établies de façon résiduelle, soit en prenant la différence entre deux coûts; des variations en pourcentage de l'un ou l'autre de ces coûts, ou encore des deux, auraient pour effet d'amplifier les variations en pourcentage des estimations de la rente. Ces estimations peuvent aussi varier en fonction de facteurs comme le prix du combustible, les hypothèses relatives à la variation des coûts de transmission du système exclusivement thermique, ainsi que le taux d'actualisation.

Le taux d'actualisation est une variable particulièrement importante puisque les coûts en capital représentent une forte proportion des coûts totaux, même dans un système exclusivement thermique. (Ainsi, les coûts en capital représentaient respectivement environ 80 % et 53 % des coûts économiques estimatifs du système actuel et du système exclusivement thermique au moindre coût dans le cas de la Colombie-Britannique.) Pour analyser la sensibilité des résultats au taux d'actualisation, il faudrait reprendre la conception du système exclusivement thermique au moindre coût, ainsi que l'estimation du coût d'option des intrants en capital.

Nous n'avons pas fait une telle analyse de sensibilité, ni pour le prix du combustible ni pour le taux d'actualisation. Une baisse du prix du combustible se traduirait sans doute par une diminution de la rente estimative puisqu'elle réduirait les économies de coûts découlant de la production hydroélectrique.

L'incidence d'une réduction du taux d'actualisation sur les estimations de la rente n'est pas aussi évidente. D'une part, il en résulterait un déplacement vers des technologies à plus fort coefficient de capital, dans le cas du système exclusivement thermique. D'autre part, le coût en capital représente une plus faible proportion du coût d'un système exclusivement thermique par rapport à un système combinant des installations thermiques et hydroélectriques. Il est donc impossible de généraliser quant à l'effet d'un changement de cette variable sur les [illegible]s comparatives du coût en capital des deux [illegible]èmes et, par conséquent, quant à son effet éventuel sur la rente estimative.

## La rente économique sur l'électricité de Churchill Falls

Le tableau B-6 présente une estimation de la rente économique sur l'énergie achetée à Churchill Falls par le Québec, qui est déjà incluse dans l'estimation de la rente réalisée par le Québec sur l'énergie hydroélectrique. Cette estimation, qui s'établit à 18,51 millièmes par kilowatt-heure, est fondée sur l'hypothèse que le Québec utiliserait des installations nucléaires pour remplacer l'énergie achetée. Il s'ensuit que la rente économique estimative par kilowatt-heure d'énergie hydroélectrique vendable produite au Québec est de 19,48 millièmes, comparativement à 19,16 millièmes si l'on inclut l'électricité de Churchill Falls. Pour l'année 1979, nous estimons que la valeur totale de la rente économique sur l'énergie achetée par le Québec à Churchill Falls est d'environ 583 millions de dollars.

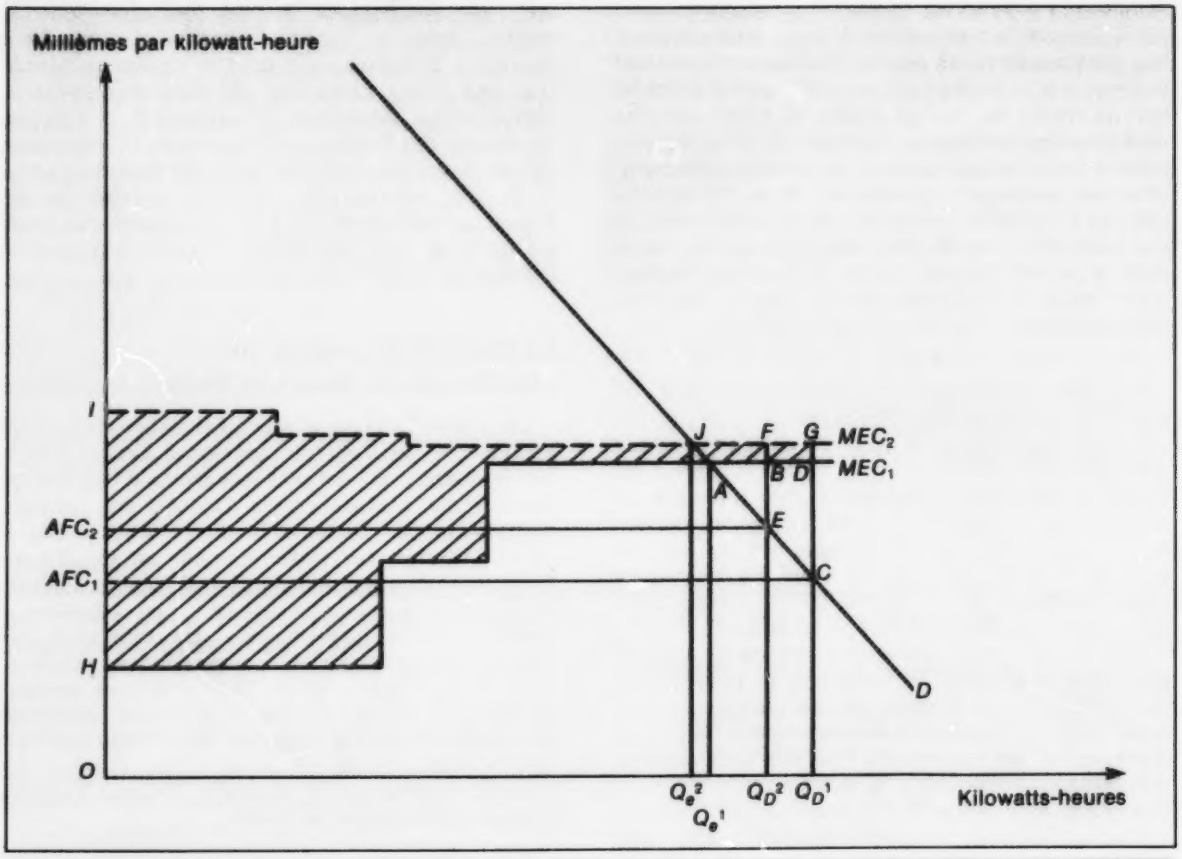
## Prix plus élevés et rente hydroélectrique

Jusqu'à maintenant, la valeur de la rente économique associée aux sites hydroélectriques a été estimée comme étant la différence entre le coût économique total de la quantité d'électricité qui serait demandée dans un système de production exclusivement thermique et le coût économique total du système actuel, qui comporte des installations hydroélectriques. Ceci est représenté schématiquement à la figure 4-1, où la rente correspond à la superficie ombragée délimitée par les points *IGDH*, entre la courbe du coût économique marginal du système thermique, $MEC_2$, et la courbe du coût économique marginal du système en place, $MEC_1$.

Les services d'électricité fixent généralement leurs prix en fonction des coûts financiers moyens plutôt qu'en fonction du coût économique marginal; les tarifs exigés des clients sont donc généralement

**Figure 4-1**

**Mesure de la rente économique**




inférieurs au coût économique marginal à long terme. Les coûts financiers sont inférieurs aux coûts économiques parce que les services publics d'électricité paient peu de taxes, si non aucune, et qu'ils sont en mesure de maintenir des ratios d'endettement très élevés tout en bénéficiant de taux d'intérêt avantageux puisque leur dette est garantie par le gouvernement provincial.

Comme le montre la figure 4-1, si un service d'électricité fixait le prix de sa production au coût économique marginal, la quantité demandée serait alors égale à $Q_e^1$. Cependant, puisque le tarif demandé correspond au coût financier moyen, $AFC_1$, la quantité demandée dans le cadre du système actuel est de $Q_D^1$. Dans le cas d'un système exclusivement thermique, un prix équivalent au coût économique marginal se traduirait par une demande d'électricité de $Q_e^2$, alors qu'un prix correspondant au coût financier moyen, soit $AFC_2$, entraînerait une demande de $Q_D^2$.

Au moment d'évaluer la rente attribuable aux sites hydroélectriques, il faut donc se demander quel est le niveau de demande approprié sur lequel fonder les calculs. Comme la présence ou l'absence de sites hydroélectriques n'a pas d'effet sur la politique de tarification adoptée par les services publics d'électricité – les prix y sont établis en fonction du coût financier moyen – les quantités pertinentes pour évaluer la rente hydroélectrique sont $Q_D^1$, la quantité demandée dans le cadre du système actuel, et $Q_D^2$, la quantité demandée dans le cadre d'un système exclusivement thermique. Si les sites hydroélectriques sont tous inframarginaux, la différence entre les coûts marginaux, et donc l'accroissement marginal de la rente, entre les quantités $Q_D^2$ et $Q_D^1$ sera très faible. C'est sans doute le cas pour l'Ontario où, depuis un

certain temps, l'expansion des services d'électricité s'est faite principalement par l'addition de nouvelles installations thermiques. L'accroissement marginal de la rente hydroélectrique devrait également être assez faible dans l'intervalle compris entre les quantités $Q_D^2$ et $Q_D^1$ pour un système exclusivement hydroélectrique, où les coûts de nouveaux sites hydroélectriques sont actuellement voisins de ceux des installations thermiques. À la figure 4-1, la diminution de la rente occasionnée par la baisse de la quantité demandée de $Q_D^1$ à $Q_D^2$ correspond au rectangle *BFGD*. L'analyse présentée antérieurement dans ce chapitre surévalue la valeur de la rente hydroélectrique par un montant correspondant à ce rectangle, si l'on retient comme base de référence la quantité d'électricité demandée dans le cadre d'un système exclusivement thermique, soit $Q_D^2$.

Dans la présente étude, l'incidence sur la demande d'électricité de la hausse de prix nécessaire au financement d'un système exclusivement thermique a été évaluée pour la province de l'Ontario. Dans l'hypothèse d'un coût financier réel de 3 %, nous avons estimé que le coût financier moyen d'un système exclusivement thermique serait de 18 % supérieur au coût du système actuel. Un modèle de simulation de la consommation annuelle a servi à évaluer la variation de la demande d'électricité en fonction des prix; nous avons estimé qu'un système exclusivement thermique entraînerait une baisse de 15 % de la demande d'électricité[1]. À partir de ces prévisions révisées de la demande, nous avons calculé à nouveau le coût économique du système exclusivement thermique qui pourrait satisfaire à cette série de demandes et ce, au moindre coût. Ces calculs indiquent que le coût économique moyen du système thermique révisé serait inférieur de moins de 0,3 millième par kilowatt-heure comparativement au système thermique initial qui était capable de produire 15 % plus d'électricité. Le fait que le coût économique moyen de l'électricité soit pratiquement constant, malgré une variation de 15 % du niveau de la production, semblerait indiquer que, au niveau de production actuel du système de l'Hydro-Ontario, le coût économique marginal d'une expansion du système est aussi relativement constant. Il y aura donc vraisemblablement peu de différence entre les estimations de la valeur de la rente économique associée aux sites hydroélectriques à l'un et l'autre niveaux de production.

En conclusion, nos estimations de rente hydroélectrique devraient être rajustées à la baisse pour ce qui est du Québec, du Manitoba et de la Colombie-Britannique, puisqu'un système exclusivement thermique dont le coût serait plus élevé entraînerait un déplacement de la demande. Nous sommes cependant d'avis que l'écart n'est probablement pas très important en termes relatifs. En outre, les systèmes de ces provinces disposaient d'une capacité excédentaire en 1979; leurs coûts de production étaient donc plus élevés qu'ils ne pourraient l'être. Ce facteur entraîne un biais à la baisse dans les estimations de la rente économique présentées ici. Même si nous ne pouvons nous prononcer avec certitude, nous croyons que ce biais à la baisse est plus important que le biais à la hausse mentionné précédemment, de sorte que nos estimations de la rente économique demeureraient en deçà de la réalité. Pour les fins de l'étude, nous avons donc utilisé les estimations de la rente hydroélectrique calculées dans le présent chapitre à partir des quantités d'électricité demandées dans le système actuel.

## Comparaison des résultats avec ceux provenant d'études antérieures

Nous n'avons pas tenté d'expliquer en détail les écarts importants observés entre nos estimations de la rente hydroélectrique et celles obtenues par Bernard, Bridges et Scott, que nous avons reproduites au tableau 4-2. Bien que, sur le plan conceptuel, les deux études soient semblables, les méthodes empiriques et les données employées diffèrent sensiblement.

**Tableau 4-2**

**Comparaison des estimations de la rente hydroélectrique, 1979**

| | Bernard, Bridges et Scott | Zuker et Jenkins |
|---|---|---|
| | (en millions de dollars) | |
| Churchill Falls | 377 | 583 |
| Québec | 880 | 1 291 |
| Ontario | 215 | 753 |
| Manitoba | 108 | 552 |
| Colombie-Britannique | 1 059* | 819 |
| | (en dollars/mégawatt-heure) | |
| Churchill Falls | 11,3 | 18,5 |
| Québec | 9,9 | 19,5 |
| Ontario | 5,1 | 20,4 |
| Manitoba | 5,3 | 29,4 |
| Colombie-Britannique | 25,9* | 33,3 |

*Aucune centrale nucléaire.

SOURCES J. T. Bernard, G. E. Bridges, et A. D. Scott, « An Evaluation of Potential Canadian Hydro Electric Rents, » Department of Economics Resource Paper 78, Université de Colombie-Britannique, Vancouver, février 1982, et estimations des auteurs.

Il aurait sans doute été préférable de pouvoir expliquer les différences observées, mais il est néanmoins heureux que d'autres estimations aient été produites, même si elles ne concordent pas avec les nôtres. Il faut espérer que ces divergences auront pour effet d'inciter d'autres chercheurs à étudier les questions d'ordre conceptuel et empirique inhérentes à ce genre d'analyse.

# 5 Estimation de la répartition interprovinciale de la rente hydroélectrique sur la base de la consommation

Selon la théorie de la péréquation élaborée par Boadway et Flatters (1982), la rente économique associée à l'hydroélectricité devrait faire l'objet d'une péréquation. Cependant cette rente n'est pas recueillie par les gouvernements provinciaux, mais plutôt, elle est distribuée aux utilisateurs. Pour appliquer la proposition mise de l'avant par Boadway et Flatters à la rente sur l'énergie hydroélectrique au Canada, il serait nécessaire de fonder la péréquation de cette rente sur la consommation, puisque c'est à ce niveau que les avantages qui en découlent sont distribués.

Dans le chapitre précédent, nous avons estimé la valeur de la rente hydroélectrique pour quatre provinces (ainsi que la rente sur l'électricité achetée par le Québec à Churchill Falls) et ce, sur la base de la production. Dans la présente section, nous estimons la répartition de la rente hydroélectrique, par province, à partir de la consommation en 1979.

Pour simplifier l'opération, nos estimations sont fondées sur une hypothèse de proportionnalité. Ainsi, si la production d'une province provient à 50 % de ressources hydroélectriques, nous présumons que 50 % des exportations d'électricité sont attribuables à cette source. La rente par kilowatt-heure d'énergie exportée devrait donc correspondre à 50 % de la rente par kilowatt-heure d'énergie provenant des installations hydroélectriques.

Dans l'approche que nous avons retenue, divers facteurs doivent être pris en compte. Premièrement, il nous faut estimer la rente par kilowatt-heure d'énergie hydroélectrique vendable qui est imputable aux services d'électricité des autres provinces[1]. Pour ne pas compliquer les calculs, nous avons pris les estimations déjà obtenues pour les quatre provinces à l'étude. (Tel qu'indiqué dans l'introduction, les autres provinces ne comptent que pour environ 7 % de l'énergie hydroélectrique produite au Canada en 1979.)

Un second facteur important est lié au fait que les exportations d'électricité vers les États-Unis sont relativement importantes et que, dans une large mesure, la rente sur l'énergie hydroélectrique exportée n'est pas récupérée auprès des consommateurs américains[2]. Il s'ensuit qu'une partie de cette rente profite aux utilisateurs situés aux États-Unis, et il faut tenir compte de cet aspect dans le calcul de la rente hydroélectrique transmise aux consommateurs canadiens.

Un troisième facteur qui doit intervenir concerne les transferts d'électricité entre provinces. Pour donner un exemple, le Nouveau-Brunswick importe une quantité importante d'électricité du Québec. Donc, dans l'ensemble, les besoins en électricité du Nouveau-Brunswick ou encore les exportations du Nouveau-Brunswick vers les États-Unis sont satisfaits en partie grce à l'énergie importée du Québec. L'électricité produite au Québec provient en grande partie de sites hydroélectriques, de sorte qu'une fraction de la rente dont profitent les consommateurs du Nouveau-Brunswick, ou ceux qui, aux États-Unis utilisent l'électricité importée directement du Nouveau-Brunswick, provient en fait du Québec.

Les transferts directs, à eux seuls, ne permettent toutefois pas de déterminer la source ultime de la rente hydroélectrique dont bénéficient les utilisateurs. Si nous reprenons l'exemple précédent, une certaine partie de l'électricité du Québec provient de Churchill Falls, de sorte qu'une partie de la rente qui profite aux consommateurs du Nouveau-Brunswick (ou aux consommateurs américains approvisionnés par les exportations du Nouveau-Brunswick) provient, en fin de compte, de Churchill Falls. Par ailleurs, une partie de l'énergie vendue par les services publics du Québec est achetée auprès d'établissements industriels situés au Québec qui, à leur tour, achètent de l'électricité auprès des services publics du Québec; c'est là un deuxième exemple des effets indirects dont nous devons tenir compte.

À première vue, l'analyse visant à déterminer la source ultime de la rente hydroélectrique, compte tenu des transferts entre provinces et entre services publics et établissements industriels, peut sembler assez facile à réaliser, n'exigeant que l'application d'une analyse intrants-extrants ou encore d'une chaîne de Markov simple. En fait, tel n'est pas le cas. Un processus itératif de nature heuristique est nécessaire pour résoudre ce problème; la solution que nous avons retenue est présentée plus en détail dans un document connexe – disponible sur demande – où sont décrites les diverses étapes de l'estimation de la répartition de la rente hydroélectrique entre les provinces, sur la base de la consommation (voir l'annexe)[3].

## La répartition de la rente hydroélectrique

Au tableau 5-1, nous présentons nos estimations, pour l'année 1979, de la répartition de la rente hydroélectrique, selon la province d'origine, entre les utilisateurs des autres provinces et ceux situés aux États-Unis.

Notre analyse indique que la rente sur l'énergie hydroélectrique produite par les services d'électricité s'élevait à quelque 4,4 milliards de dollars en 1979, dont près de 500 millions de dollars non récupérés sur les exportations à destination des États-Unis.

Les estimations auxquelles nous sommes arrivés montrent que Terre-Neuve a perdu environ 597 millions de dollars au chapitre de la rente hydroélectrique (543 millions de dollars en faveur d'autres provinces et 54 millions en faveur des États-Unis), alors que le Manitoba a perdu quelque 193 millions de dollars (124 millions sur les exportations et 69 millions en faveur d'autres provinces). Les principaux gagnants à cet égard ont été le Québec (420 millions) et l'Ontario (125 millions).

Sur la base de la production, nous avons estimé que la rente hydroélectrique par habitant s'établissait à quelque 185 $ en moyenne pour les dix provinces. Les provinces dont la rente par habitant était supérieure à la moyenne sont Terre-Neuve (environ 1 262 $), le Manitoba (508 $), la Colombie-Britannique (334 $) et le Québec (210 $).

La redistribution de cette rente se traduit par une perte importante en faveur d'autres provinces, la perte s'élevant à environ 963 $ par habitant pour Terre-Neuve, comparativement à une perte relativement limitée de 68 $ par habitant pour le Manitoba. Selon nos données, les provinces qui ont principalement bénéficié de ce transfert sont le Québec, avec un gain de 66 $ par habitant, et le Nouveau-Brunswick, avec un gain de 47 $ par habitant. La rente profitant aux utilisateurs variait donc de 21 $ par habitant en Alberta à 320 $ au Manitoba. La Colombie-Britannique (304 $), le Québec (257 $) et Terre-Neuve (203 $) sont les autres provinces où la rente par habitant se situait au-dessus de la moyenne canadienne établie à 165 $ sur la base de la consommation.

## Tableau 5-1

## Redistribution nette de la rente hydroélectrique, Canada, 1979

| | Terre-Neuve | Île-du-Prince Édouard | Nouvelle-Écosse | Nouveau-Brunswick | Québec | Ontario | Manitoba | Saskatchewan | Alberta | Colombie-Britannique | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | (en millions de dollars courants) | | | | | | |
| Rente sur la production | 711,3* | - | 26,1 | 69,2 | 1 329,1* | 763,2 | 521,8 | 64,2 | 42,2 | 864,5 | 4 391,5 |
| Rentes sur les exportations aux États-Unis | -54,4* | - | -0,2 | -23,2 | -121,4* | -88,6 | -123,5 | -0,4 | -0,1 | -76,0 | -487,9 |
| Rente non recueillie auprès des utilisateurs canadiens | 656,9 | - | 25,9 | 46,0 | 1 207,7 | 674,6 | 398,3 | 63,8 | 42,1 | 788,5 | 3 903,6 |
| Rentes bénéficiant aux utilisateurs en fonction de leur consommation | 114,4 | 3,8 | 30,8 | 78,6 | 1 627,4 | 799,3 | 328,8 | 80,0 | 44,0 | 786,6 | 3 903,6 |
| Redistribution nette | -542,5 | 3,8 | 4,9 | 32,6 | 419,7 | 124,7 | -69,5 | 26,2 | 1,9 | -1,9 | 0,0 |
| | | | | | (en milliers) | | | | | | |
| Population | 563,5 | 122,0 | 841,8 | 691,9 | 6 338,9 | 8 501,3 | 1 028,0 | 951,3 | 2 052,8 | 2 589,4 | 23 680,9 |
| | | | | | (en dollars par habitant) | | | | | | |
| Rente sur la production | 1 262* | - | 31 | 100 | 210* | 90 | 508 | 67 | 21 | 334 | 185 |
| Rentes sur les exportations aux États-Unis | -97* | - | - | -34 | -19* | -10 | -120 | - | - | -29 | -21 |
| Rente non recueillie auprès des utilisateurs canadiens | 1 166 | - | 31 | 66 | 191 | 79 | 387 | 67 | 21 | 305 | 165 |
| Rentes bénéficiant aux utilisateurs en fonction de leur consommation | 203 | 31 | 37 | 114 | 257 | 94 | 320 | 95 | 21 | 304 | 165 |
| Redistribution nette† | -963 | 31 | 6 | 47 | 66 | 15 | -68 | 28 | 1 | -1 | 0 |

*La production de Churchill Falls est ajoutée à celle de Terre-Neuve.
†Les totaux peuvent ne pas correspondre car les chiffres ont été arrondis.
SOURCES Tableau D-8 de l'annexe et Statistique Canada, *Population estimative du Canada par province*, nº 91-201 au catalogue, 1983, tableau 8.

# 6 Sommaire et conclusions

La forte augmentation du prix mondial du pétrole au cours des dernières années s'est traduite par une hausse de la valeur des ressources hydrauliques exploitées pour produire de l'électricité au Canada. L'objectif de la présente étude était d'estimer la valeur de la rente hydroélectrique au Canada pour l'année 1979. Des estimations détaillées ont été effectuées sur la base de la production des services publics et privés d'électricité dans quatre des principales provinces productrices, à savoir le Québec (y compris les achats d'énergie hydroélectrique à Churchill Falls), l'Ontario, le Manitoba et la Colombie-Britannique qui, ensemble, ont fourni environ 93 % de la production hydroélectrique canadienne cette année-là.

Dans cette étude, la rente hydroélectrique est mesurée en fonction du flux annuel d'économies que permet de réaliser l'exploitation des ressources hydroélectriques, comparativement à un autre mode de production au moindre coût, sur la base des coûts économiques véritables dans l'un et l'autre cas. Compte tenu des techniques disponibles, le mode de production au moindre coût est essentiellement fondé sur des installations thermiques, notamment l'énergie nucléaire et le charbon, ou les autres combustibles fossiles. Nous avons donc calculé la différence entre le coût économique annuel d'un système exclusivement thermique au moindre coût et celui du système actuel qui combine des installations thermiques et hydroélectriques; le résultat obtenu a servi à estimer la valeur de la rente hydroélectrique.

Comme le coût économique du système actuel est vraisemblablement plus élevé que celui d'un système thermique-hydroélectrique au moindre coût, en raison de sa capacité excédentaire et de certains problèmes d'efficacité, nos estimations de la rente économique découlant de la production hydroélectrique peuvent être inférieures à la réalité.

L'estimation du coût économique des deux systèmes a nécessité certains ajustements importants dans les comptes financiers des services d'électricité, notamment :

- le recours à une mesure du coût de remplacement plutôt qu'au coût historique des immobilisations;
- l'utilisation d'un coût d'option social et d'un facteur de dépréciation en regard du coût de remplacement du capital; et
- la correction à la baisse des coûts de transmission et des pertes en ligne associés au système hypothétique exclusivement thermique.

Sur la base de la production la rente hydroélectrique estimative en 1979 représentait 1,87 milliard de dollars pour le Québec (dont 0,58 milliard au titre des achats d'électricité à Churchill Falls), 0,75 milliard pour l'Ontario, 0,52 milliard pour le Manitoba et 0,82 milliard pour la Colombie-Britannique. Au total, la rente associée à la production hydroélectrique au Canada en 1979 s'élevait donc à 3,96 milliards de dollars.

Selon l'interprétation mise de l'avant par Boadway et Flatters, la rente hydroélectrique transmise aux utilisateurs sous forme de prix peu élevés représenterait un avantage fiscal qui résulte de l'activité des gouvernements provinciaux, avantage qui devrait entrer en ligne de compte dans le calcul de la péréquation. Nous avons donc procédé à d'autres estimations de la rente hydroélectrique par province, sur la base de la consommation, dans le but de mesurer ces avantages fiscaux, en tenant compte des ventes d'énergie entre les provinces et de la perte d'environ 0,5 milliard de dollars enregistrée au titre de la rente hydroélectrique en raison des exportations vers les États-Unis. Les estimations ainsi obtenues indiquent que la rente hydroélectrique serait de plus de 300 $ par habitant au Manitoba et en Colombie-Britannique, d'environ 250 $ au Québec, de 200 $ à Terre-Neuve, de 100 $ au Nouveau-Brunswick, en Ontario et en Saskatchewan, et de moins de 50 $ en Nouvelle-Écosse, à l'Île-du-Prince-Édouard et en Alberta.

# Annexe

# Liste des tableaux supplémentaires et description de la méthode employée

Les tableaux énumérés ci-dessous et les notes explicatives sur la méthode employée peuvent être obtenus sans frais en s'adressant à la Division des Communications, Conseil économique du Canada, Case postale 527, Ottawa (Ontario) K1P 5V6.

***A Tableaux supplémentaires du chapitre 3***

A-1 Economic Prices of Fuels and Variable Operating Costs, 1979-80
A-2 Costs of Generating Capacity and Fixed Operating Costs, 1979 Prices
A-3 Generation Mix for Alternative All-Thermal Generating Systems, 1979

***B Tableaux supplémentaires du chapitre 4***

B-1 Economic Cost of Current System: Electric Utilities, 1979
B-2 Estimated Economic Cost of Energy Purchased by Quebec from Churchill Falls (at the Border), 1979
B-3 Estimated Replacement Value of Net Fixed Capital for Churchill Falls, in Current Dollars, 1979
B-4 Economic Cost of All-Thermal Systems, Electric Utilities, 1979
B-5 Supplementary Estimates for Deriving Economic Costs of All-Thermal Systems, 1979
B-6 Estimated Economic Rent on Electricity Purchased by Quebec from Churchill Falls

***C Description de la méthode employée pour estimer la répartition entre les provinces de la rente hydroélectrique produite par les fournisseurs d'électricité, d'après les données sur la consommation***

***D Tableaux connexes***

D-1 Source Matrix (S)
D-2 Production Matrix (P)
D-3 Diagonal Elements of Diagonal Matrix of Domestic Final Demands (D)
D-4 Column Vector of Exports (E)
D-5 Diagonal Elements of Diagonal Matrix of Rent per Kilowatt-Hour of Salable Hydro (R)
D-6 Ultimate Flows Matrix (U)
D-7 Comparison of Estimated Salable Hydro and Actual Salable Hydro Generated by Provincial Utilities, 1979
D-8 Estimated Transfers of Hydro Rent, from Electric Utilities to Users in Canada and in the United States, by Province, 1979

## Notes

### INTRODUCTION

1 Conseil économique du Canada, *Le financement de la Confédération – D'aujourd'hui à demain*, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, 1982.

2 R. Boadway et F. Flatters, *Une analyse économique de la péréquation*, Conseil économique du Canada, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, 1982.

3 Si l'on reconnaissait les droits de propriété des provinces sur les ressources naturelles, le principe de l'équité exigerait que l'on n'égalise qu'une fraction de ces recettes; cette fraction correspondrait au taux marginal moyen de l'impôt sur le revenu des particuliers qui s'appliquerait, au niveau fédéral, si ces recettes étaient considérées comme une partie du revenu courant des résidants des provinces.

### CHAPITRE 1

1 Le ratio extrêmement élevé obtenu pour l'Île-du-Prince-Édouard peut porter à confusion. En effet, le volume total d'énergie perdue et non prise en compte a été soustrait de la production de la province pour calculer la production nette. Si l'on répartit plutôt ce volume entre la production de la province et l'électricité importée, le chiffre obtenu pour la production nette est plus élevé et le ratio de la consommation à la production nette passe à 3,4. La distorsion est beaucoup moins importante dans le cas des autres provinces car la production interne y représente une proportion beaucoup plus élevée de l'offre totale.

2 La rente économique que l'on peut obtenir des ressources dépend aussi du coût du transport jusqu'au marché. Plus les frais de transport sont élevés, toutes choses égales par ailleurs, plus la rente économique sera faible.

3 Le coût d'exploitation et le coût en capital de l'infrastructure économique marginale nécessaire pour exploiter la ressource devraient aussi être pris en compte dans le coût de production.

4 S'il existe des substituts réels ou potentiels pour cette ressource, les changements qui surviennent dans les techniques de production de ces substituts feront varier la rente économique de la ressource, puisqu'ils entraîneront un déplacement de la courbe de demande et modifieront le prix sur un marché concurrentiel.

5 La rente économique peut revenir aussi bien au facteur travail qu'au capital, ou encore à ceux qui possèdent l'emplacement et ce, pour diverses raisons, notamment la présence d'imperfections du marché – comme dans le cas d'un monopole ou d'un oligopole – de tarifs, de pénuries résultant des délais d'ajustement de l'offre, ou de la rareté de certaines compétences. Cette forme de rente est généralement considérée comme ayant un caractère temporaire (bien que ce ne soit pas toujours le cas pour les tarifs et les compétences professionnelles rares) et on la désigne par l'expression « rente quasi-économique ».

6 J.-T. Bernard, G. E. Bridges et A. Scott, « An Evaluation of Potential Canadian Hydro Electric Rents », Université de la Colombie-Britannique, Département de Sciences économiques, Resource Paper n° 78, février 1982.

7 Il importe de souligner qu'un prix ou une série de prix sous-tend toute série de demandes. Nous y reviendrons plus loin.

8 Au Canada, les services publics prévoient généralement l'expansion et l'exploitation de leur système en fonction de la demande interieure. On prévoit rarement les exportations et il est rare que celles-ci soient garanties; les exportations se font généralement en période creuse, selon les disponibilités, et elles servent à accroître le taux d'utilisation des installations de production. Les exportations sont rentables en autant que les recettes dépassent les coûts variables de production et qu'elles contribuent ainsi à compenser en partie les frais fixes.

### CHAPITRE 2

1 D. Anderson, « Models for Determining Least Cost Investments in Electricity Supply », *The Bell Journal of Economics and Management Science*, vol. 3, 1972, pp. 267-301.

2 La capacité et l'énergie des sites hydroélectriques qui ont des caractéristiques similaires, c'est-à-dire dont le ratio entre l'énergie disponible et l'énergie qui pourrait être offerte à pleine capacité est comparable, peuvent être agrégées pour illustrer la production hydroélectrique au-dessous de la courbe de consommation. On pourrait ainsi considérer que la capacité $D_C$ représente l'ensemble de la capacité hydroélectrique de base et que $D_A - D_B$ correspond à l'ensemble des capacités limitées d'énergie possédant des caractéristiques d'exploitation semblables.

En raison des variations saisonnières qui influent sur la disponibilité d'énergie, le calendrier de production hydroélectrique est généralement établi sur une base mensuelle. Ainsi, certains sites hydroélectriques saisonniers peuvent fonctionner à pleine capacité, ou presque, pendant certains mois de l'année, par exemple au printemps, et ne pas fonctionner du tout pendant d'autres périodes, comme en hiver. Au printemps, la capacité de production saisonnière peut donc être ajoutée à la capacité hydroélectrique de base pour les fins de la planification de la production. La répartition de la production se ferait alors à partir

des courbes de durée des divers niveaux de consommation pendant un mois donné, conformément aux principes généraux déjà exposés dans le texte.

3 À l'aide d'une méthode légèrement différente, nous pourrions également établir les capacités des diverses techniques de production thermique qui doivent entrer dans un système intégré. Une courbe de durée des divers niveaux de consommation d'énergie thermique, soustraction faite de l'énergie hydroélectrique, serait établie en déduisant de la demande totale, pour chacune des heures situées le long de l'axe du temps dans la figure 2-3, la demande satisfaite par l'énergie hydroélectrique. Cette courbe de durée des divers niveaux de la consommation d'énergie thermique, placée au-dessus de la courbe de coût de l'énergie thermique, permettrait de déterminer la capacité et l'énergie requises pour les divers modes de production d'énergie thermique tel que nous l'avons fait à la figure 2-3.

4 Pour un aperçu du débat sur le taux d'escompte social pour le Canada, voir D. F. Burgess, « The Social Discount Rate for Canada: Theory and Empirical Evidence », *Canadian Public Policy*, vol. 7, n° 3, 1981, pp. 383-394; et G. P. Jenkins, « The Public Sector Discount Rate for Canada: Some Further Observations », *Canadian Public Policy*, vol. 7, n° 3, 1981, pp. 399-407.

## Chapitre 3

1 Il faut déterminer si les coûts supplémentaires associés à la mise au rancart prématurée d'une installation sont supérieurs ou inférieurs aux coûts additionnels qu'entraînerait l'exploitation d'une autre installation qui n'est pas prématurément désuète. Si les coûts d'exploitation d'une autre centrale sont supérieurs, la première centrale devrait alors être maintenue en activité, ses coûts annuels en capital étant relevés pour tenir compte du fait que sa durée économique sera plus brève. Ces coûts supplémentaires peuvent cependant être réduits dans une certaine mesure si les installations destinées à une fermeture prématurée peuvent encore servir pour les besoins de réserve.

Par contre, si les économies réalisables au chapitre des coûts d'exploitation de la centrale qui devient désuète (dans ses premières années de fonctionnement) sont inférieures aux coûts supplémentaires en capital qui découlent d'une durée d'exploitation plus courte, il est alors nécessaire de faire des simulations portant sur l'ensemble des coûts du système afin de déterminer quelle combinaison d'installations de production permettra de minimiser la valeur actuelle des coûts totaux de production sur l'ensemble de la période.

## Chapitre 4

1 L'incidence des variations du prix de l'électricité sur la forme de la courbe de consommation et la quantité d'électricité demandée a été déterminée à l'aide du programme DSP, qui est un programme de simulation de la demande servant à prévoir la croissance de la consommation, mis au point par la société Econonalysis Incorporated et disponible par l'entremise de Cybernet Services de la Control Data Corporation.

## Chapitre 5

1 Dans la présente analyse, nous ne tenons pas compte de la rente sur l'hydroélectricité produite par les établissements industriels, bien que la rente sur l'énergie hydroélectrique vendue par des services publics à ces établissements industriels soit incluse.

2 Par exemple, le prix annuel moyen par kilowatt-heure d'électricité qu'a reçu le Québec pour ses exportations en 1979 était de 14,4 millièmes, ce qui ne couvre même pas le coût économique moyen que nous avons estimé à 26,2 millièmes par kilowatt-heure. De même, les recettes moyennes par kilowatt-heure pour la Colombie-Britannique étaient de 22,5 millièmes, comparativement à un coût économique moyen estimé de 48,4 millièmes par kilowatt-heure.

Pour les fins de l'analyse du chapitre 4 (voir les lignes 12 et 13 du tableau B-1, en annexe) nous avons utilisé un coût d'option de 111,2 millièmes par kilowatt-heure pour le diesel et l'huile légère, et de 62,6 millièmes par kilowatt-heure pour le gaz naturel. Ces chiffres fourniraient une bonne approximation du coût d'option des combustibles utilisés pendant les périodes de pointe par les fournisseurs d'électricité aux États-Unis qui achètent les surplus canadiens. La moyenne entre ces deux chiffres serait d'environ 86 millièmes par kilowatt-heure. Le coût d'option estimé ici porte uniquement sur le combustible et ne comprend pas les autres coûts d'exploitation et d'entretien, ni les coûts en capital liés à la capacité de production pour les fournisseurs qui importent notre électricité – élément encore plus important. Si le coût marginal de l'hydroélectricité pendant ces périodes creuses est considéré comme nul, Hydro-Québec, selon nos calculs approximatifs, ne reçoit qu'environ un sixième de la rente économique potentielle sur ces exportations, et cela selon une estimation minimale. Dans notre analyse, nous supposons que l'ensemble de la rente hydroélectrique au titre des exportations est en fait transmise aux consommateurs américains.

3 M. David Binder de Statistique Canada a fourni une solution mathématique exacte, mais il aurait été beaucoup plus long et coûteux d'appliquer cette méthode.

## Bibliographie


ANDERSON, D., « Models for Determining Least Cost Investments in Electricity Supply », *The Bell Journal of Economics and Management Science*, vol. 3, nº 1, 1972, pp. 267-301.

BERNARD, J. T., BRIDGES, G. E. et SCOTT, A. D., « An Evaluation of Potential Canadian Hydro Electric Rents », Département de Sciences économiques, Resource Paper nº 78, Université de la Colombie-Britannique, Vancouver, février 1982.

BOADWAY, R. et FLATTERS, F. *Une analyse économique de la péréquation*, Conseil économique du Canada, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada 1982.

BURGESS, D. F., « The Social Discount Rate for Canada: Theory and Empirical Evidence », *Canadian Public Policy*, vol. 7, nº 3, 1981, pp. 383-394.

COPITHORNE, L. W., *Richesses naturelles et disparités régionales*, Conseil économique du Canada, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, 1979.

CURRIE, J. M., MURPHY, J. A. et SCHMITZ, A., « The Concept of Economic Surplus », *Economic Journal*, vol. 81, nº 324, 1971, pp. 741-799.

CONSEIL ÉCONOMIQUE DU CANADA, *Le financement de la Confédération*, Ottawa, Approvisionnements et Services Canada, 1982.

JENKINS, G. P., « Capital in Canada: Its Social and Private Performance, 1965-1974 » Conseil économique du Canada, Document nº 98, Ottawa, octobre 1977.

———, « The Public Sector Discount Rate for Canada: Some Further Observations », *Canadian Public Policy*, vol. 7, nº 3, 1981, pp. 399-407.

LITTLECHILD, S. C., « Marginal Cost Pricing with Joint Costs », *Economic Journal*, vol. 80, nº 318, 1970, pp. 323-338.

RICARDO, D., *The Principles of Political Economy and Taxation*, Homewood (Illinois), Irwin, 1963.

ROBINSON, J., *The Economics of Imperfect Competition*, deuxième édition, New York, St. Martin's Press, 1969.

TURVEY, R., « Marginal Cost », *Economic Journal*, vol. 79, nº 314, 1969, pp. 282-299.